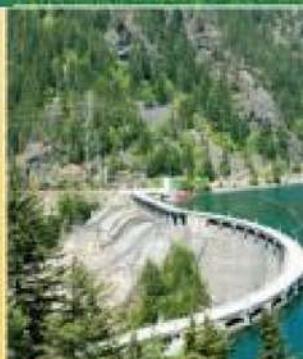


В.В. Козирський
С.М. Волошин



ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ



В.В. Козирський, С.М. Волошин

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Підручник

Київ 2021

УДК 631.171:621.311
(075.8)
ББК 31.279.1
Е45

Рецензенти:

Нікифоров А.П. – д.т.н., доцент кафедри електропостачання ім.
проф. В.М. Синькова НУБіП України;
Трегуб М.І. – д.т.н., завідувач кафедри механізації та
електрифікації сільськогосподарського виробництва
Білоцерківського національного аграрного університету
Тугай Ю.І. – д. т. н., завідувач відділом Інституту електродинаміки
НАН України.

Козирський В.В.

Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин
С.М., – К.: Компрінт, 2021. – 497с.

ISBN _____

Підручник призначений для підготовки студентів у вищих
навчальних закладах за спеціальністю 141 Електроенергетика,
електротехніка і електромеханіка. Перероблене та доповнене
видання.

УДК 631.171:621.311 (075.8)
ББК 31.279.1

ISBN _____

© В.В.Козирський, С.М. Волошин, 2021

ПЕРЕДМОВА

На різних етапах розвитку цивілізації діяльність людини була пов'язана з постійним зростанням споживання енергії. Первісна людина для того, щоб жити, користувалася своєю мускульною силою (приблизно 0,1 к. с.) і щоденно витрачала енергії не більше 2–3 ккал. З розвитком суспільства зростали і життєві потреби, для їх задоволення людина приручила тварин і навчилася добувати вогонь.

Поява електрики здійснила революцію в усьому укладі життя людей. Немає жодної галузі виробництва, де б людина не використовувала електрику.

Побудова високорозвиненого цивілізованого суспільства, в якому використовуватимуться досконалі, автоматично керовані машини, які замінять фізичну й нетворчу розумову працю, можлива за ще більш значного зростання споживання енергії та підвищення продуктивності праці.

Процес споживання енергії на нашій планеті історично відбувався надто нерівномірно. Так, за всю історію свого існування людство використало приблизно 1000 тис. ТВт-год енергії усіх видів, 2/3 якої припадає на останні 30 років, при цьому в Європі і Північній Америці її використано у 10–12 разів більше, ніж в Азії і Африці.

У сільському господарстві споживачі електроенергії розосереджені на значній території, а потужності їх порівняно невеликі. Це зумовлює деякі особливості електропостачання. Сільські електричні мережі здебільшого протяжні і мають невелику потужність. Навантаження, наприклад, низьковольтних мереж сільських населених пунктів коливається від 3 до 8 кВт/км і становить у середньому 5 кВт/км, що значно менше, ніж навантаження мереж навіть невеликих міст, де воно становить 10–60 кВт/км. Тому електропостачання виробничих підприємств і населених пунктів у сільській місцевості відрізняється від електропостачання промисловості і великих міст. Головним завданням його є подача електроенергії до великої кількості порівняно малопотужних об'єктів, розосереджених на значній території. Як результат протяжність мереж (у розрахунку на одиницю потужності споживача) у багато разів перевищує цю величину в інших галузях народного господарства, а вартість електропостачання у

сільському господарстві становить до 75% загальної вартості електроенергії, враховуючи витрати на придбання робочих машин.

На сучасному етапі розвитку електрифікації сільського господарства, особливо під час створення тваринницьких комплексів промислового типу, птахофабрик, тепличних комбінатів тощо всяке вимикання лінії електропередачі, як планове (для ревізії та ремонту), так і непередбачене, аварійне, завдає значних збитків споживачам і самій енергосистемі.

Оскільки будівництво сільських електричних мереж можна вважати практично завершеним, основним завданням тепер є забезпечення якості електроенергії, що подається сільським споживачам, і високої надійності електропостачання.

Нормування якості електричної енергії здійснюється в Україні на основі міждержавного стандарту ГОСТ 13109-97 – Електрична енергія. Сумісність технічних засобів – електромагнітна. Норми якості електричної енергії у системах електропостачання загального призначення.

Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання в електричних мережах здійснюється великий комплекс організаційних заходів та впроваджуються новітні техніка і технології: комутаційне обладнання нового покоління – вакуумні і елегазові вимикачі, мікропроцесорні засоби захисту і автоматики, спорудження повітряних ліній на базі самоутримувальних ізолюваних проводів, інформаційні управляючі системи у рамках концепції Smart Grid, тощо [67,68].

РОЗДІЛ 1
ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ
ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАЧУ
І РОЗПОДІЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1. Технологічний процес виробництва електроенергії

Для виконання будь-якої роботи треба витратити певну кількість енергії. Людина в своїй діяльності використовує різні види енергії, проте найбільш поширеною на сучасному етапі розвитку суспільства є *електрична енергія*, її виробляють на електричних станціях, перетворюючи теплову, механічну або хімічну енергію природних джерел, насамперед палива (вугілля, нафти, природного газу, горючих сланців, торфу) і води. Крім того, як енергоносії на електростанціях можуть використовуватись вітер, тепло земних надр, морські приливи, а в південних і гірських районах країни – тепло сонячного проміння (на геліостанціях) [67,68].

На електростанціях енергія природних джерел перетворюється в механічну, яка, в свою чергу, за допомогою електричних машин, що називаються *генераторами*, перетворюється в електричну. Залежно від виду джерела енергії для обертання генераторів використовують різні первинні двигуни – парові, газові і гідравлічні турбіни, двигуни внутрішнього згоряння, парові машини, вітроподвигуни тощо. Отже, *електрична станція* – це електротехнічна споруда, на якій енергію природних джерел перетворюють в електричну енергію.

Залежно від енергоносія, що використовується для живлення первинного двигуна, розрізняють *теплові, атомні й гідравлічні* електростанції. Найбільш поширені теплові електростанції, які тепер виробляють 86% усієї електроенергії. На цих електростанціях перетворення енергії відбувається в три стадії: спочатку хімічна енергія палива перетворюється в теплову, потім тепла в механічну (в парових турбінах, наприклад) і, нарешті, механічна – в електричну.

Залежно від типу первинного двигуна теплові електростанції називають *паротурбінними паромашинними* (або локомотивними), *дизельними і газотурбінними*.

Паротурбінні електростанції належать до потужних сучасних станцій, на яких парова турбіна з'єднана з генератором

електроенергії в енергетичний агрегат, що називається *турбоагрегатом*.

Паромашинні електростанції як первинний двигун містять поршкову парову машину. Вони мають відносно малий к.к.д., тому їх споруджують на невеликі потужності і використовують для місцевих потреб.

Дизельні електростанції працюють на дорогому і дефіцитному паливі (продукт нафти). Первинними двигунами цих станцій є двигуни внутрішнього згоряння. Дизельні електростанції використовують як резервні для електропостачання окремих районів чи споживачів.

Газотурбінні електростанції, на яких використовується газова турбіна, ще не набули великого поширення.

Великі паротурбінні, електростанції поділяють на *конденсаційні і теплофікаційні*, або *теплоелектроцентралі (ТЕЦ)*.

На паротурбінних електростанціях джерелом теплової енергії є кам'яне вугілля, торф, горючі сланці, відходи деревини, газ, нафта, мазут та ін. Тверде паливо спалюють, зазвичай, в пилоподібному стані. Це паливо із складу 1 (рис. 1.1) подають у паливний бункер 2 і спалюють в топці 3 парового котла 4. Тепло, що виділяється під час згоряння палива, нагріває воду, яка проходить трубами всередині котла.

Відпрацьовані гази через димосос 5 викидаються назовні. В котлі утворюється пара з температурою до 360°C , яка під тиском до 24 МПа надходить до парової турбіни 6. Внаслідок різниці тиску пари, що надходить до турбіни і виходить з неї, а також різниці температури пара розширюється, здійснює механічну роботу, тобто обертає, вал 7 турбіни, а разом з ним і вал генератора 8. Чим більша різниця тиску і температури, тим більшу механічну роботу здійснює пара в турбіні. Відпрацьована пара ВП, яка має ще деякий запас теплової енергії, спрямовується у конденсатор 11. Останній являє собою циліндр із горизонтально розміщеними всередині нього трубами, якими біжить холодна вода ХВ. Відпрацьована пара, що обмиває ці труби, охолоджується і перетворюється в дистильовану воду (конденсат) К. Живильним насосом 9 конденсат після

конденсаторного насоса 12 і живильного бака 10 подається у котел, де знову перетворюється в пару.

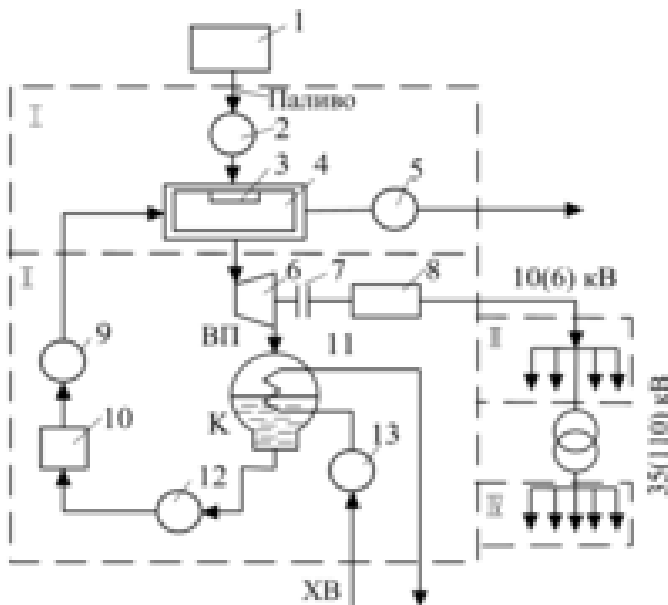


Рис. 1.1. Принципова схема технологічного процесу конденсаційної паротурбінної електростанції:

I – котельня; II – машинний зал; III, IV – розподільчі пристрої напругою 10(6) і 35(110) кВ відповідно; 1 – склад; 2 – паливний бункер; 3 – топка; 4 – паровий котел; 5 – димосос; 6 – парова турбіна; 7 – вал турбіни; 8 – вал генератора; 9 – живильний насос; 10 – живильний бак; 11 – конденсатор; 12 – конденсатний насос; 13 – циркуляційні насоси

Воду для охолодження, що циркулює трубами конденсатора, подають циркуляційними насосами 13 з озера, річки тощо. Через труби конденсатора протікає велика кількість води, температура якої не перевищує 25-36° С. Цю воду скидають у водоймище для

охолодження. Якщо біля електростанції немає природного водоймища, застосовують штучний охолодник-градирню або басейн.

Теплофікаційні електростанції (ТЕЦ) крім електро-енергії виробляють і тепло, яке постачають споживачам, що розміщуються на невеликій відстані. Тепло може бути використане для виробничих потреб і опалення.

Від конденсаційної станції ТЕЦ відрізняється тим, що частина пари, яка має ще великі теплоємність і тиск, відбирається від проміжного ступеня турбіни для потреб теплофікації. Відібрану пару можна подавати трубопроводом безпосередньо до споживачів або використовувати на станції для підігрівання води, яку потім подають споживачам. Чим більша кількість пари відбирається для теплофікації, тим менша кількість її надходить до конденсатора. При цьому виробництво електроенергії зменшується, проте зменшуються і втрати тепла, які відбирає циркуляційна вода.

Середній коефіцієнт корисної дії (к.к.д.) наших теплових електростанцій становить майже 30%, а деяких нових електростанцій, де застосовуються надвисокі параметри пари, він наближається до 40%. Оскільки надвисокі параметри пари (тиск і температура) можна використати лише блоками в 150, 200, 300, 500 тис. кВт і більше, одним із найважливіших засобів економії палива і підвищення економічної ефективності є укрупнення потужності теплових електростанцій.

Перетворення енергії з одного виду в інший неминуче пов'язане з втратами. Чим більше ступенів перетворення, тим більшими будуть втрати. Тому перспективним напрямом удосконалення теплових електростанцій і підвищення їх к.к.д. є застосування *магнітогідродинамічних* генераторів, в яких хімічна енергія палива безпосередньо перетворюється в електричну, минаючи стадії перетворення в теплову енергію пари і механічну енергію турбіни.

У магнітогідродинамічних генераторах (МГД-генера-торах) потік «гарячих» електропровідних газів-плазми з температурою до 2500–3000 К, спрямовується у міжполюсний простір потужних електромагнітів. Рух такого газоподібного провідника рівнозначний переміщенню якоря звичайних електричних машин у магнітному

полі. Але у МГД-генераторах відпадає стадія механічної енергії машин, що обертаються, і перетворення теплової енергії в електричну відбувається за більш високого к.к.д. Проте розробка МГД-генераторів поки що перебуває в стадії експериментальних і теоретичних досліджень, отже, практичного значення в електроенергетиці вони не мають. Водночас вже почали будувати газотурбінні установки, які також дають можливість виключити стадію перетворення хімічної енергії палива в теплову енергію пари та істотно підвищити к.к.д. теплових електростанцій.

На електростанціях, де використовується енергія води (гідроелектростанціях) або вітру, перетворення енергії відбувається теж у дві стадії: спочатку енергія джерела приводить у дію первинний двигун, а потім механічна енергія через генератор перетворюється в електричну.

Вода в річці внаслідок різниці рівня безперервним потоком переміщується від верхів'я до гирла. Якщо в якому-небудь місці (створі) перегородити річку 1 греблею 3 (рис. 1.2), то рівень води до греблі значно піднімається порівняно з її рівнем після греблі. Різниця рівнів верхнього 2 і нижнього 4 водяного простору (б'єфа) називається напором, або висотою падіння. Якщо на лопатки гідротурбіни спрямувати потік води з верхнього б'єфа, то колесо турбіни почне обертатися, а разом з ним і вал турбіни та ротор електричного генератора. Потужність гідроелектростанцій залежить від напору і кількості води, що проходить за одиницю часу через турбіни. Об'єм води, яка протікає за певний проміжок часу через створ (переріз) річки, називається *стоком річки*.

Отже, потужність водяного потоку визначається різницею рівнів води (напором) і стоком води. Гідроелектростанція використовує лише енергію певної ділянки річки. Для повнішого використання енергії річки будують каскад гідроелектростанцій, тобто кілька електростанцій, розміщених на різних ділянках. Таким каскадом, наприклад, на Дніпрі є Дніпровський каскад з Київською, Кременчуцькою, Канівською, Дніпровською, Дніпродзержинською та Каховською гідроелектростанціями.

К.к.д. сучасних гідроелектростанцій набагато вищий, ніж теплових, і досягає 85%.

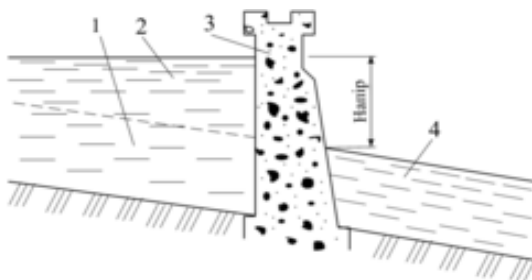


Рис. 1.2. Схема утворення напору греблею гідроелектростанції:

1 – річка; 2 – верхній водяний простір; 3 – гребля; 4 – нижній
водяний простір

Залежно від типу споруд гідроелектростанції поділяють на *пригребельні, гребельні, дериваційні та змішані*.

Пригребельні гідроелектростанції споруджують безпосередньо біля греблі. На цих електростанціях весь напір створюється греблею.

У гребельних гідроелектростанціях турбіни, генератори та інше обладнання розміщені в тілі греблі, або навпаки, водоскидні споруди розміщені в межах будівлі гідро-електростанції.

Дериваційні гідроелектростанції споруджують на гірських річках. На цих електростанціях значна частина напору створюється дериваційним (обвідним) водоводом. Такими водоводами можуть бути відкриті канали, тунелі або трубопроводи.

У змішаних гідроелектростанцій напір створюється греблею і дериваційними спорудами.

Разом із будівництвом гідроелектростанцій вирішуються і питання комплексного використання води річок для судноплавства, водопостачання, зрошування земель, риборозведення тощо.

Гідроелектростанції порівняно з тепловими мають низку переваг: 1) технологічний процес виробництва електроенергії значно простіший; 2) більший к.к.д.; 3) нижча собівартість електроенергії. На великих гідроелектростанціях вона у п'ять раз менша, ніж на

теплових. Це пояснюється відсутністю затрат на паливо і зменшенням кількості обслуговчого персоналу в зв'язку з відсутністю котельні.

Основним недоліком гідроелектростанцій є велика вартість і значні строки спорудження.

Атомні електростанції належать до теплових станцій. На відміну від теплової на атомній електростанції встановлені атомний реактор і паровий котел. Джерелом енергії на цих електростанціях є ядерне паливо: уран-235, уран-233, плутоній-239 тощо. Внаслідок ланцюгової реакції поділу ядер виділяється дуже велика кількість теплової енергії, що використовується для виробництва електроенергії.

Тепло атомної електростанції може бути використане за *одно-* або *двоконтурною* схемою. За одноконтурної схеми перегріта пара від реактора надходить безпосередньо до парової турбіни. За такою схемою працює, наприклад Білоярська атомна електростанція.

На рис. 1.3 зображено спрощену технологічну схему двоконтурної атомної електростанції на високих початкових параметрах пари (17–9 МПа, 500° С). У реакторі 1 внаслідок ланцюгової реакції поділу ядер, наприклад урану-235, повільними нейтронами виділяється тепло. Для сповільнення реакції поділу ядер можна використовувати графіт. Графітний циліндр 2 має велику кількість робочих каналів 5. У робочому каналі всередині ядерної втулки 3 розміщена У-подібна стальна трубка 4, якою переміщується охолодний теплоносіє.

У трубках вода під тиском однією половиною протікає донизу, а другою – повертається догори. Кінці трубок з'єднані колектором 6. Безперервна циркуляція води у трубках 4 і сепараторі 7 забезпечується насосом 8. У верхній частині сепаратора 7 збирається насичена пара НП, яка проходить крізь робочі канали 5, перегрівається (17 МПа, 500° С) і надходить до парового котла 9. Після теплообмінника 10 конденсат разом з водою із сепаратора 7 знову подається до робочих каналів реактора.

Паровий котел складається з теплообмінника 10, котла насиченої пари 11 і пароперегрівника 12. Перегріта пара ПП з котла надходить до парової турбіни 13, розміщеної на одному валу з

генератором 14. Відпрацьована пара ВП, як і на інших паротурбінних електростанціях, з турбіни надходить до конденсатора 15. Циркуляційна вода ЦВ подається насосом 17.

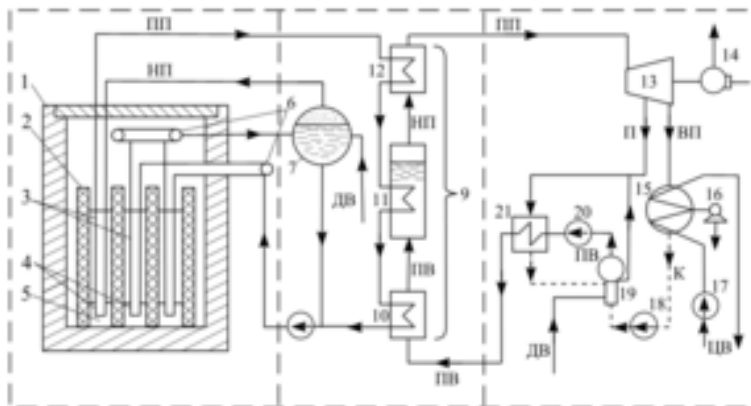


Рис. 1.3. Спрощена схема технологічного процесу атомної електростанції:

1 – приміщення реактора; II – приміщення парового котла; III – машинний зал; 1 – реактор; 2 – графітний циліндр; 3 – ядерна втулка; 4 – стальна трубка; 5 – робочі канали; 6 – колектор; 7 – сепаратор; 8, 17, 18, 20 – насоси; 9 – паровий котел; 10 – теплообмінник; 11 – котел насиченої пари; 12 – пароперегрівник; 13 – парова турбіна; 14 – генератор; 15 – конденсатор; 16 – ежектор; 19 – деаератор; 21 – регенеративний підігрівник

Із конденсатора конденсат К насосом 18, подається в деаератор 19. Підігріта вода ПВ живильним насосом 20 через регенативний підігрівник 21 спрямовується до теплообмінника 10. Вода у підігрівнику підігрівається парою 17, що відбирається з проміжного ступеня турбіни. Вода в системі поповнюється додатковою водою ДВ. Повітря, що потрапляє в конденсатор, вилучається ежектором 16, який підтримує в конденсаторі певний ступінь вакууму.

Отже, вода і пара вторинного контуру, що проходить через турбіну, ізольовані від контуру реактора і тому практично позбавлені радіоактивності.

Двоконтурна атомна електростанція за схемою дещо складніша, ніж одноконтурна, проте забезпечує високу безпеку обслуговування. В основу контролю і керування атомних електростанцій покладено принцип централізації і автоматичного регулювання технологічним процесом.

До переваг атомних електростанцій порівняно з іншими слід віднести:

1) незначну витрату палива. На першій атомній електростанції потужністю 5000 кВт витрати урану на добу становлять 30 г. Паротурбінна електростанція такої самої потужності під час роботи на пиловугільному паливі витрачає за добу понад 100 т вугілля;

2) можливість спорудження в будь-якому місці, де є водоймище, оскільки це не пов'язано з розміщенням природного запасу енергоресурсів і перевезенням великої кількості палива;

3) відсутність забруднення повітря димом і кіптявою.

Проте досвід експлуатації і особливо аварія на Чорнобильській АЕС показали, що на цих електростанціях слід передбачати значно вищий рівень безпеки, ніж на інших.

Перспективним є будівництво АЕС, що використовують енергію не розпаду важких атомів, а синтез легких атомів водню з утворенням гелію. При цьому джерелом енергії є звичайна вода, а енергії з одиниці маси речовини виділяється значно більше.

За видом споживачів електростанції бувають *районні, промислові* (заводські), *сільські, міські* (комунальні) і *спеціального призначення*.

Районні електростанції споруджують поблизу природного джерела енергії (палива чи великої ріки) або споживачів. Місце спорудження вибирають на основі техніко-економічних розрахунків. Потужність таких електростанцій велика і досягає кількох сотень тисяч і навіть мільйонів кіловат. Вони живлять електроенергією великі промислові райони і районні енергосистеми.

Промислові електростанції споруджують на території великих підприємств для електропостачання виробничих цехів, допоміжних

служб, житлових будинків, а також установ, що містяться поблизу підприємства. До них належать і електростанції новобудов.

Сільські електростанції використовуються як резервні для електропостачання колгоспів і радгоспів, а також сільських населених пунктів з виробничими підприємствами Міські (або комунальні) електростанції постачають електроенергію, а також тепло, головним чином, містам і міським населеним пунктам.

Сьогодні структура виробництва електроенергії в Україні має наступний вигляд: на АЕС виробляється 47,9% загальної кількості електроенергії; на ТЕС та ТЕЦ – 40,8%; на ГЕС та ГАЕС – 6,7%; на блок-станціях та інших джерелах – 4,7%.

Основні електростанції, розміщені на території України, наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Основні електростанції України

Назва	Розміщення	Фактична потужність, МВт	Побудова першої черги
1	2	3	4
Теплові електростанції (> 100 МВт)			
Білоцерківська ТЕЦ	Біла Церква	120	1970
Бурштинська ТЕС	Бурштин	1600	1965-1969
Вуглегірська ТЕС	Світлодарськ	2800	1972
Дарницька ТЕЦ (Київська ТЕЦ-4)	Київ, Стара Дарниця	160	1950-1954
Добротвірська ТЕС	Добротвір	600	1955-1956
Запорізька ТЕС	Енергодар	3600	1970-1973
Зміївська ТЕС	Комсомольське (Зміївський район)	2150	1956-1960
Зуївська ТЕС	Зугрес	1200	1975-1982
Київська ТЕЦ-5	Київ, Теличка	700	1968-1971
Київська ТЕЦ-6	Київ, Вигурівщина-Троєщина	500	1977-1982
Краматорська ТЕЦ	Краматорськ	120	1935
Кременчуцька ТЕЦ	Кременчук	255	
Криворізька ТЕС	Зеленодольськ	2820	1961-1965

Курахівська ТЕС	Курахове	1460	1936-1937
Ладижинська ТЕС	Ладижин	1800	1968-1972
Луганська ТЕС	Щастя (місто)	1425	1953-1956
Миронівська ТЕС	Миронівський	100	1953
Придніпровська ТЕЦ	Дніпропетровськ	1740	1954
Сіверодонецька ТЕЦ	Сіверодонецьк	260	1952
Слов'янська ТЕС	Миколаївка	880	1951-1954

Старобешівська ТЕС	Новий Світ	1350	1954-1958
ТЕЦ «Свема»	Шостка	115	1956
Трипільська ТЕС	Українка	1800	1963-1969
Харківська ТЕЦ-5	Подвірки	470	1972-1979
Черкаська ТЕЦ	Черкаси	230	
Чернігівська ТЕЦ	Чернігів	210	1961
Атомні електростанції			
Запорізька	Енергодар	4048	1981-1984
Південноукраїнська	Южноукраїнськ	3000	1975-1982
Рівненська	Кузнецовськ	2104	1973-1980
Хмельницька	Нетішин	1688	1981-1987
Річкові електростанції			
Дніпровська ГЕС	Запоріжжя (Дніпро)	1538,2	1927-1932
Дніпродзержинська ГЕС	Дніпродзержинськ (Дніпро)	352	1963
Дністровська ГАЕС	Розкопинці (Дністер)	450	1983-2008
Дністровська ГЕС-1	Новодністровськ (Дністер)	702	1973-1981
Дністровська ГЕС-2	Нагоряни, Могилів-Подільський район (Дністер)	27,2	2009
Канівська ГЕС	Канів (Дніпро)	444	1972
Каховська ГЕС	Нова Каховка (Дніпро)	351	1955
Київська ГАЕС	Нові Петрівці (Дніпро)	235,5	1970
Київська ГЕС	Вишгород (Дніпро)	388,8	1964
Кременчуцька ГЕС	Світловодськ (Дніпро)	625	1959

Ташлицька ГАЕС	Южноукраїнськ (Південний Буг)	302	1981-2006
Теребле-Ріцька ГЕС	Хустський район (Теребля та Ріка)	27	1949-1956
Вітрова електростанція			
Новоазовська	Безіменне	20,4	1998

1.2. Взаємозв'язок між електричною станцією і споживачами

У нашій країні електростанції виробляють трифазний змінний струм частотою 50 Гц. Напруга основних споживачів не перевищує 220-660 В. Електропостачання споживачів здійснюється через електричні мережі, що живляться здебільшого від енергетичних систем, які об'єднують кілька електростанцій. Ці системи одночасно постачають електроенергією великі райони, передаючи її на значній відстані [67,68].

Втрата потужності в лінії описується виразом:

$$\Delta P = I^2 r_0 l, \quad (1.1)$$

де I – струм трифазної системи, А;

r_0 – опір 1 км проводу, Ом;

l – довжина лінії електропередачі, км.

Струм трифазної системи:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi}, \quad (1.2)$$

де P – потужність, кВт;

U – напруга, кВ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Як бачимо, збільшуючи напругу, можна збільшувати потужність за незмінного струму, а за тієї самої потужності із збільшенням напруги зменшується сила струму. Звідси випливає, що

без збільшення втрати потужності в лінії можна значно збільшити довжину лінії електропередачі.

Генератори великих електростанцій виробляють електроенергію напругою на гідроелектростанціях: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75 кВ, а на теплових електростанціях – 3,15; 6,3; 10,5; 11,0; 13,8; 15,75; 20,0; 24 кВ. Виготовлення генераторів на більшу напругу недоцільне в зв'язку з різким підвищенням вартості ізоляції обмоток і погіршенням параметрів генератора. Під час передачі електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу на підвищувальних трансформаторних підстанціях. Для живлення споживачів на зниженій напрузі споруджують понижувальні трансформаторні підстанції.

Між електростанціями або потужними державними енергосистемами і споживачами розміщене передавальне обладнання, що складається з підвищувальних і понижувальних трансформаторних підстанцій та ліній передачі електроенергії різної напруги. На підвищувальних трансформаторних підстанціях електроенергія генераторної напруги перетворюється в енергію вищої робочої напруги (10, 20, 35 кВ і більше), а на понижувальних – електроенергія трансформується з вищої в нижчу напругу.

Сукупність електростанцій, підстанцій, ліній електропередачі і теплових мереж, зв'язаних в одне ціле єдністю режиму і безперервністю виробництва та розподілу електричної і теплової енергії, називається *енергетичною системою*.

Частина енергосистеми, що складається з генераторів, розподільних пристроїв, підстанцій, ліній електричних мереж і споживачів електроенергії, називається *електричною системою*.

Електричною мережею називається частина електричної системи, що складається з підстанцій і ліній електропередачі різної напруги.

Підстанцією називається установка, призначена для перетворення і розподілу електричної енергії, і складається з трансформатора, або іншого перетворювача енергії, розподільного пристрою, акумуляторної батареї, пристрою керування і допоміжного устаткування.

Понижувальні трансформаторні підстанції поділяють на *районні* і *споживчі*. На районних підстанціях електрична енергія з напруги 35...500 кВ знижується до 6...110 кВ. Від районних знижувальних підстанцій живляться розподільні мережі, що передають електроенергію віддаленим споживачам.

Трансформаторні підстанції, розміщені безпосередньо біля споживачів, на яких електроенергія трансформується до напруги споживачів, називаються *споживчими*.

Система електропостачання з наближенням високої напруги до споживачів з найменшою кількістю ступенів проміжної трансформації і апаратів називається *глибоким вводом*. Підстанція 35/0,4 кВ належить до підстанцій з глибоким вводом.

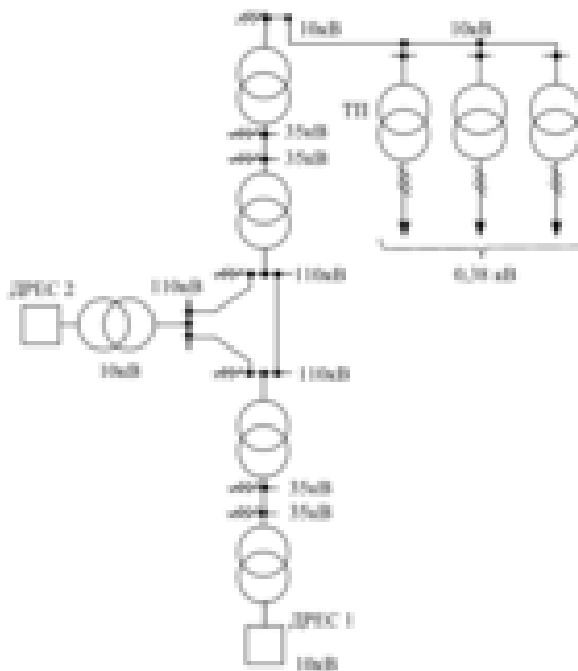
За місцем установлення в схемі електропостачання споживчі трансформаторні підстанції, як і районні, можуть бути *тупиковими* і *прохідними*.

На рис. 1.4 подано принципову схему районної електричної системи. Дві районні електростанції ДРЕС 1 і ДРЕС 2 через свої підвищувальні підстанції живлять замкнуту районну електричну мережу напругою 110 кВ. На понижувальних районних підстанціях (одну з них показано на схемі) напруга знижується до 35 кВ і електроенергія живильною лінією напругою 35 кВ передається до сільськогосподарського району, де відбувається друге зниження напруги до 10 кВ і розподіл електроенергії розподільними лініями напругою 10 кВ між споживачами через споживчі трансформаторні підстанції ТП.

Технологічний процес виробництва електроенергії тісно пов'язаний з її споживанням. Не може бути виробництва електроенергії без одночасного її споживання. Електричну енергію не можна виробляти в запас і витрачати з запасу. Деяку кількість електроенергії можна запасати в акумуляторах, але їх низький к.к.д., а також великі розміри і висока вартість не дають можливості широко використовувати їх в електроенергетиці.

Існують також гідроакумуляційні електростанції (наприклад, Київська гідроелектростанція), на яких турбіна одночасно відіграє роль насоса. У режимі виробництва електроенергії гідротурбіни і генератори потенціальну енергію водотоку перетворюють в

Оскільки виробництво і споживання електроенергії являють собою єдиний процес, треба забезпечити таку організацію роботи енергосистеми, за якої кількість виробленої електроенергії відповідатиме кількості її споживання.



20

1.3. Номінальні параметри електрообладнання, електричних ліній і споживачів електроенергії

Номінальним називається робоче значення напруги, потужності або струму, на які розрахована робота електро-приймачів у нормальних умовах [67,68].

Номінальна потужність, наприклад трансформатора, визначається його тепловим режимом. Це така потужність споживачів, за якої обмотка трансформатора в умовах регламентованої температури навколишнього середовища у разі тривалої роботи нагрівається до температури допустимого теплового режиму (з перегрівом не більш як 70°C).

За такого теплового режиму строк служби трансформатора становить 20 років. З часом поступово втрачається еластичність, зменшується механічна і електрична міцність ізоляції (старіння). Наша промисловість випускає трифазні силові трансформатори потужністю 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВА та ін. Напруги обмоток трансформаторів пов'язані між собою коефіцієнтом трансформації. Номінальній напрузі первинної обмотки має відповідати номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора.

У загальному визначенні *номінальною* називається така напруга, на яку розрахована робота електроустаткування в нормальному режимі з найдоцільнішими технічними і економічними характеристиками. У табл. 1.2 наведено номінальні напруги трифазного змінного струму напругою понад 1000 В, а у табл. 1.3 – постійного і змінного струму напругою до 1000 В. Номінальну напругу, зазначають у паспорті електроустаткування.

Номінальним напругам електроприймачів відповідають номінальні напруги електричних мереж. Насправді споживачі працюють за напруги, дещо відмінної від номінальної.

Внаслідок втрати напруги в електромережі в різних точках за довжиною лінії напруга буде різною (рис. 1.5). Для забезпечення мінімального відхилення напруги від номінальної потрібно, щоб середнє арифметичне значення напруги на початку 1 і в кінці 2 мережі наближалось до номінальної напруги:

$$U_{cp} = \frac{U_1 + U_2}{2}. \quad (1.3)$$

Таблиця 1.2

**Номінальні напруги трифазного змінного струму
в установках напругою понад 1000 В (ГОСТ 721-77), кВ**

Номінальні експлуатаційні напруги	Номінальні напруги на затискачах			Найбільші робочі напруги
	генераторів	трансформаторів і автотрансформаторів без РПН		
		первинних обмоток	вторинних обмоток	
1	2	3	4	5
(3) 6	(3,15) 6,3	(3) і (3,15) 6 і 6,3	(3,15) і (3,3) 6,3 і 6,6	(3,6) 7,2
10	10,5	10 і 10,5	10,5 і 11	12,0
20	21	20 –	– 22	24,0
35	–	35	38,5	40,5
110	–	–	121	126
(150)	–	–	(165)	(172)
220	–	–	242	252
330	–	330	347	363
500	–	500	525	525
750	–	750	787	787
1150	–	–	–	1200

Таблиця 1.3

**Номінальні напруги постійного і змінного струму
в установках напругою до 1000 В (ГОСТ 21128-75), В**

Постійний струм		Змінний струм			
Джерела і перетворювачі	Мережі і споживачі	Джерела і перетворювачі		Мережі і споживачі	
		Однофазний струм	Трифазний струм	Однофазний струм	Трифазний струм
28,5	27	42	42	40	40
115	110		230	220	220
230	220	230	400	380	380
460	440		690	660	660

Примітка. Додатково для електричних мереж змінного струму напругою до 100 В беруть такі номінальні напруги: а) 7; 14 В – для джерел автотракторного обладнання; б) 12 В – для обладнання, що працює в умовах підвищеної вологості; в) 24 В одно-фазного і 36 В частотою 50 Гц трифазного струму – для джерел, перетворювачів і споживачів загального призначення.

Для електричних мереж постійного струму додатково встановлені такі номінальні напруги а) 6; 12; 24 В – для хімічних джерел струму (акумуляторів); б) 7; 14; 28 В – для автотракторної техніки; в) 12; 14; 31; 48; 60 В – для установок загального призначення.

На рис. 1.5 на початку мережі напруга вища від номінальної на 5%; у разі віддалення від початку лінії напруга поступово зменшується, а в кінці лінії – нижча на 5%. За такого розподілу напруги в мережі напруга, що подається споживачам, має мінімальне відхилення від номінальної.

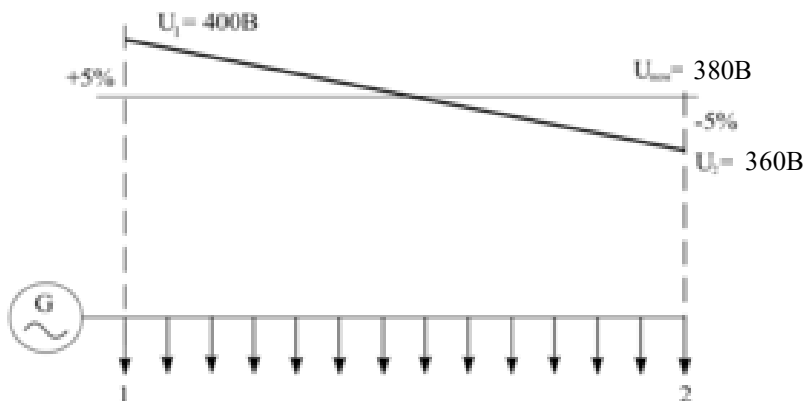


Рис. 1.5. Номінальна і дійсна напруги в різних точках мережі:
1 – початок мережі; 2 – кінець мережі

Між номінальними напругами генераторів, трансформаторів, електричних мереж і споживачів електричної енергії прийнято певні співвідношення (табл. 1.2 і 1.3), які забезпечують найсприятливіші умови для підтримання в більшості споживачів напруги, близької до номінальної.

Номінальну напругу генераторів приймають на 5% вищою від номінальної напруги електричної мережі. Це забезпечує деяку компенсацію втрат напруги в лінії. Первинні обмотки трансформаторів приєднують до лінії електропередачі. Вони працюють як споживачі електроенергії, тому їх номінальна напруга має дорівнювати номінальній експлуатаційній напрузі споживачів. Вторинні обмотки трансформаторів відіграють роль джерела електроенергії. Від них живляться лінії електропередачі, тому їх номінальну напругу беруть на 5–10% більшою від номінальної напруги мережі. Це компенсує втрату напруги як у лініях, так і в самих трансформаторах. Надбавку 5% приймають для споживчих трансформаторів. Це дає можливість запобігти надмірному підвищенню напруги в споживачів. У разі приєднання до вторинних обмоток трансформаторів ліній електропередачі з наступною

трансформацією напруги приймають надбавку 10%. Первинні обмотки трансформаторів з надбавкою 5% розраховані на безпосереднє приєднання їх до затисків генераторів. Для регулювання напруги на силових трансформаторах установлюють перемикачі з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) і без навантаження (ПБЗ) – перемикання без збудження.

На рис. 1.6 зображено систему електропередачі, що складається з джерела електроенергії, підвищувального та понижувального трансформаторів і ліній електропередачі. На початку ділянки 1–2 напруга вища від номінальної на 5% (10,5 кВ), а в кінці — нижча на 5% (9,5 кВ). На понижувальному трансформаторі напруга підвищується на 10% і на початку ділянки 3–4 стає на 5% вищою від номінальної (400 В), а в кінці ділянки – на 5% нижчою від номінальної (360 В). Для трифазних електричних мереж за номінальну зазвичай вважають міжфазну напругу.

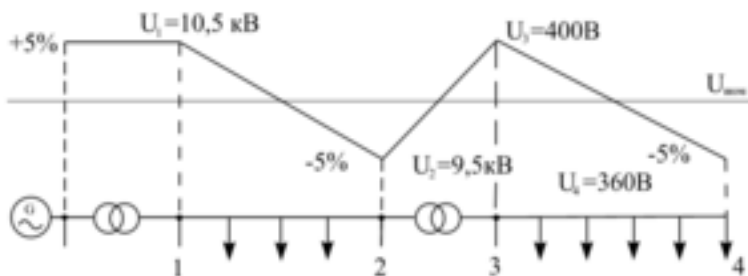


Рис. 1.6. Номінальна і дійсна напруги мережі із трансформатором

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке енергосистема? Чим відрізняється електрична система від енергетичної?
2. Яке основне призначення електромереж?
3. Чим відрізняється живильна лінія від розподільної?

4. Яка головна особливість сільських електромереж?
5. Що називається електричною підстанцією?
6. Чому в електромережах застосовують кілька ступенів трансформації напруги?
7. Які енергетичні ресурси використовують для роботи електростанцій?
8. На які групи поділяються електростанції за характером споживачів і за видом первинної енергії?
9. Які первинні двигуни використовують на теплових електростанціях?
10. Чим відрізняється конденсаційна електростанція від ТЕЦ?
11. Як здійснюється технологічний процес на теплових і гідроелектростанціях?
12. Чому електропостачання від потужних енерго-систем має перевагу над живленням від місцевих електро-станцій?
13. Що таке номінальна напруга?
14. Чому номінальна напруга вторинної обмотки трансформаторів більша від номінальної напруги електромереж?
15. Які напруги електромереж використовуються у сільському господарстві?
16. Що таке змішана система розподілу електроенергії?
17. Що називається глибоким вводом?
18. Що називається районною трансформаторною підстанцією?
19. Які підстанції називаються споживчими?

РОЗДІЛ 2

ПРОВИДИ, КАБЕЛІ ТА ЇХ РОЗРАХУНОК ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ

2.1. Неізольовані проводи

Для виконання повітряних ліній електропередачі сьогодні застосовують *неізольовані* проводи. Вони мають достатню механічну міцність і високу електропровідність. Неізольовані проводи здебільшого виготовляють з алюмінію, сталі або комбінованими.

Алюмінієві проводи мають питому провідність $\nu = 32 \text{ м}/(0\text{м}\cdot\text{мм}^2) = 32\cdot 10^6 \text{ См/м}$ і порівняно малий тимчасовий опір на розрив, що дорівнює 150–160 МПа. Їх викорис-товують у мережах напругою до 20 кВ. Оскільки алюмінієві проводи мають низьку межу напруження втомленості, щоб зменшити пошкодження проводів внаслідок вібрації, для повітряних ліній їх виготовляють лише багатодротовими з твердотягнутого дроту [67,68].

Стійкість алюмінієвих проводів проти хімічних впливів висока, бо вони покриваються міцною плівкою окису алюмінію. Проте ця плівка збільшує перехідний опір контактних з'єднань. У тих районах, де в повітрі багато хімічних сполук, що містять хлор, алюмінієві проводи не використовують через їх підвищену чутливість до електрохімічної корозії. Тому біля морського берега, солоних озер і хімічних підприємств використовують захищені проводи (сталеалюмінієві корозієстійкі). Останнім часом, для того щоб запобігти електрохімічній корозії алюмінієвих проводів, застосовують спеціальні жирові і пластикові покриття. У цих проводах міждротовий простір заповнюється нейтральним мастилом підвищеної термостійкості. Для підвищення механічної міцності використовують алюмінієвий сплав АВЕ. Його провідність наближається до провідності алюмінію, а механічна міцність у 1,5 рази більша.

Стальні проводи мають досить високу механічну міцність, їх тимчасовий опір на розрив становить 600–700 МПа, а для тросів – 1200 МПа. Великим недоліком цих проводів є їх низька електропровідність, а також те, що вони легко піддаються корозії. Для зменшення корозії стальні проводи покривають цинком і дають присадку міді (до 0,2%). Використовують стальні проводи лише в електричних мережах напругою до 10 кВ під час передачі малих потужностей (до десятків кіловат) на невеликі відстані (до одиниць кілометрів) або на переходах лінії через водяний простір. Із

застосуванням алюмінієвих проводів сфера використання сталіх проводів значно зменшилася.

Мідь порівняно з алюмінієм має більшу електропровідність ($\nu = 54 \cdot 10^6$ СМ/м) і вищий тимчасовий опір на розрив (390 МПа). Оксид міді, що прикриває поверхню проводу, надійно захищає його від корозії. Проте мідь порівняно дорогий метал, а тому мідні проводи для повітряних ліній використовують лише там, де не можна використати проводи з інших металів (наприклад, в електричних мережах міського електротранспорту). Із сплавів міді найчастіше використовують бронзу (наприклад, на довгих переходах, у місцях, де потрібна висока механічна або хімічна стійкість).

За конструктивним виконанням неізолювані проводи поділяються на:

- 1) однодротові;
- 2) багатодотові з одного металу, які (залежно від перерізу) складаються з 7, 19, 37, 61 скручених між собою дротин;
- 3) багатодотові з двох металів – алюмінію і сталі або бронзи і сталі.

Однодротові проводи допускається використовувати лише в мережах напругою до 1000 В. Повітряні лінії вищої номінальної напруги споруджують з багатодотових проводів.

Багатодотові проводи з різних металів (наприклад, сталіалюмінієві) поєднують високу механічну міцність сталіх дротин, з яких виконується центральна частина проводу, з доброю електропровідністю зовнішніх алюмінієвих. Відношення перерізів алюмінієвої і сталіної частин у проводів різних марок перебуває в межах від 0,65–0,95 (для проводу АС 95/141, АС 70/72) до 20 (для проводу АС 400/18).

Маркують голі проводи буквено-цифровими позначеннями. Буква позначає матеріал, а цифра – переріз проводу в квадратних міліметрах (сталіх однодротових проводів – діаметр у міліметрах). Наприклад, А35 – провід алюмінієвий перерізом 35 мм²; ПС25 – провід сталіний перерізом 25 мм² (але ПСТ5 – провід сталіний оцинкований телеграфний діаметром 5 мм).

Алюмінієвий провід марки А виготовляється з алюмінієвих дротин марки АТ. Якщо для виготовлення проводу

використовуються алюмінієві дротини марки АТп, то марка проводу позначатиметься Ап (наприклад Ап50).

Сталеалюмінієві проводи залежно від марки алюмінієвих дротин АТ або АТп маркують відповідно АС і АпС (наприклад, проводи АС35, АпС35).

Провід, виготовлений з алюмінієвого нетермообробленого сплаву АВЕ, маркують АН (наприклад, провід АН16), а з термо-обробленого сплаву АВЕ – провід марки АЖ (наприклад, АЖ50).

Для маркування корозієстійких проводів, якщо міждротовий простір заповнений нейтральним мастилом підвищеної термостійкості, додають позначення КП (проводи АКП, АпКП, АСКП, АпСКП, АНКП, АЖКП); для маркування проводів, у яких нейтральним мастилом заповнений лише міждротовий простір сталюого осердя, включаючи його зовнішню поверхню, додають позначення КС (проводи АСКС). Якщо сталюе осердя, крім нейтрального мастила, ізолюване двома стрічками поліетилентерефталатної плівки, то в маркування додають позначення К (проводи АСК, АпСК). У марках сталеалюмінієвих проводів зазначаються номінальні перерізи алюмінієвої частини і сталюого осердя. Наприклад, провід АСКС50/8,0 має номінальний переріз алюмінієвої частини 50 мм², а сталюого осердя – 8,0 мм².

Відповідно до ГОСТ 839–80 встановлений строк служби не менше: 45 років – для проводів марок М, А, Ап, АС, АпС; 25 – АКП, АпКП, АН, АНКП, АЖ, АЖКП, АпСКП; 10 – АСКС, АпСКС, АСК, АпСК.

2.2. Ізолювані проводи

Для внутрішніх електричних мереж (усередині приміщень), а також для обмоток електричних машин і апаратів використовують *ізолювані* проводи. Від неізолюваних проводів ізолювані відрізняються тим, що мають ізоляцію, розраховану на робочу напругу. Використовують ізоляцію гумову і найритову, полівінхлоридну, поліетиленову тощо.

Струмоведучу частину ізолюваних проводів виготовляють з м'якого мідного або алюмінієвого дроту. М'який дріт має меншу механічну міцність, ніж твердотягнутий (у неізолюваних проводах), зате відзначається більшою гнучкістю і електричною провідністю.

Основні марки ізолюваних проводів, які рекомендовані для використання в сільськогосподарських виробничих при-міщеннях, житлових будинках і культурно-побутових при-міщеннях, наведено в [1].

Однодротові ізолювані проводи виготовляють перерізом 1–10 мм², а багатодотові – 1–500 мм² і навіть більше. Багатодотові проводи бувають звичайні й гнучкі. У гнучких проводах діаметр окремих дротин менший, а їх кількість більша, ніж у звичайних проводах такого самого перерізу.

Маркуючи ізолювані проводи, позначають їх робочу напругу і переріз у квадратних міліметрах. Наприклад, позначення АППР-660-10 розшифровується так: провід із алюмінієвими жилами і гумовою, що не поширює горіння, ізоляцією, розрахований на робочу напругу 660В, перерізом 10 мм².

Шнуром називається ізолюваний провід, що складається з двох або більше ізолюваних гнучких жил, які розміщуються в спільній оболонці (в одному обплетенні або шлангу).

2.3. Самопідтримувані ізолювані проводи

Самопідтримувані ізолювані проводи призначені для використання повітряних ліній (ПЛЛ) напругою до 1 кВ із підвіскою проводів на опорах, фасадах будинків і споруд. СІП рекомендується до використання в усіх кліматичних районах у разі вітрового і навантаження від ожеледі за температури навколишнього середовища в діапазоні від -60 до +50° С. СІП використовується також у будівництві ПЛ зі спільною підвіскою проводів ПЛ6–10 кВ, освітлення і ліній проводового зв'язку (рис. 2.1).

Самопідтримувані ізолювані проводи рекомендується до використання в кліматично несприятливих зонах будівництва (райони з великими вітровим та навантаженням від ожеледі), а також в утруднених умовах будівництва (щільно забудована територія).

Порівняно з традиційними ПЛ із неізолюваними проводами ПЛЛ до 1 кВ має низку переваг:

- будівництво ПЛІ без спеціальної підготовки тери-торії (траси), не має необхідності у вирубці просіки перед монтажем;
- простота конструктивного виконання опор (відсут-ність траверс та ізоляторів);
- застосування на ПЛІ стоек меншої висоти, а також змен-шення безпечних відстаней до будинків та інших інженерних споруд;

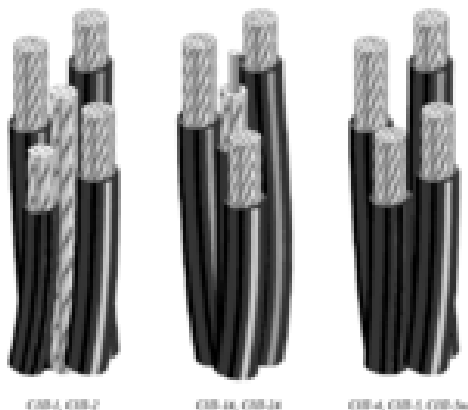


Рис. 2.1. Зовнішній вигляд самопідтримуваних ізолюваних проводів

- під час реконструкції ПЛІ або будівництва ПЛІ можливе за-стосування існуючих опор;
- підвищення надійності через відсутність коротких замикань (КЗ) між нульовою утримувальною і струмопровідною жилами;
- суттєве зниження навантаження на опори в зонах інтенсив-ного утворення ожеледі і налипання мокрого снігу;
- безпечна робота поблизу ПЛІ;
- можливість проводити технічне обслуговування і ремонт ПЛІ під напругою, без відключення споживачів;
- можливість прокладання ПЛІ по фасадах будинків, що може виключити встановлення частини опор і, відповідно, змен-шення термінів будівництва;

- суттєво скорочуються експлуатаційні витрати за рахунок виключення таких робіт, як систематичне розчищення траси та заміна пошкоджених ізоляторів, скорочення обсягів і часу аварійно-відновлювальних робіт;

- висока механічна міцність жил і, відповідно, менша імовірність обриву;

- зниження втрат напруги внаслідок малого реактивного опору СП (0,1 Ом/км порівняно з 0,35 Ом/км для неізольованих проводів);

- використання СП на ПЛІ знижує ймовірність розкрадання електроенергії, тому що ізольовані, скручені між собою жили виключають несанкціоноване підключення до лінії шляхом накидання на проводи;

- висока технологічність робіт під час будівництва ПЛІ значно скорочує терміни будівельних і обсяги монтажних робіт (технологія будівництва ПЛІ до 1 кВ дозволяє скоротити термін будівництва на 30-40%, при цьому використовується менш кваліфікований персонал, ніж під час будівництва неізольованої ПЛ).

На практиці експлуатаційні витрати ПЛ у 3-4 рази перевищують відповідні витрати для ПЛІ. При цьому ПЛІ безпечні для населення. Уперше виникає можливість у разі потреби виконувати роботи на ПЛІ під напругою з мінімальним ризиком для персоналу. ПЛІ до 1 кВ більш адаптована до місцевих умов порівняно з ПЛ, тому що за збільшення навантажень або появи нових споживачів можливе підвищення додаткових кіл на існуючих лініях (на ПЛ ця реконструкція практично не реальна). Можливий також варіант підвищення другого кола з використанням СП на опорах ліній з неізольованими проводами за наявності запасу механічної міцності опор ПЛ.

Електропровідні жили самопідтримуваних проводів скручуються між собою, а за наявності несучої жили скручуються навколо неї.

За способом кріплення можна виділити три основні типи самопідтримуваних ізольованих проводів:

- з неізольованою несучою нульовою жилою (СП-1, СП-2);
- з ізольованою несучою нульовою жилою (СП-1А, СП-2А);
- без несучої жили (СП-4, СП-5, СП-5нг).

СП-1, СП-1А - проводи самопідтримувані з алюмінієвими фазними струмопровідними жилами, з ізоляцією зі світлостабілізованої термопластичної полімерної композиції, з нульовою утримувальною жилою. Утримувальна нульова жила виконана з алюмінію зі сталевим осердям або з алюмінієвого сплаву високої міцності. Літера "А" в маркуванні СП-1 відповідає ізольованій утримувальній жилі (табл. 2.1, 2.2).

Маркування фазних жил проводу СП-1 виконано кольоровими повздовжніми лініями на її ізоляції. Можливе маркування повздовжніми випуклими рисками на ізоляції, що ідентифікуються дотриманням.

Таблиця 2.1

Основні характеристики СП-1

Кількість і номінальний переріз жил, мм ²	Маса, кг/км	Зовнішній діаметр проводу, мм	Односекундний струм короткого замикання, кА	Струмове навантаження, А	Мінімальне розривне зусилля, кН, не менше
1	2	3	4	5	6
1x16+1x25	160	13,2	1	75	7,4
3x16+1x25	295	17,4	1	70	7,4
3x25+1x35	438	21,9	1,6	95	10,3
3x35+1x50	604	24,3	2,3	115	14,2
3x50+1x70	819	27,5	3,2	140	20,6
3x70+1x95	1130	32,3	4,5	180	27,9
3x95+1x95	1362	36,2	6	220	27,9
3x120+1x95	1626	41,2	5,9	250	27,9
4x16+1x25	362	20,1	1	70	7,4
4x25+1x35	539	24,2	1,6	95	10,3
4x25+1x35	654	28,8	2,3	115	14,2

3x50+1x50+1x16	771	31,4	3,2	140	14,2
3x50+1x70+1x16	845	32,9	3,2	140	20,6

3x70+1x95+1x16	1146	38,3	4,5	180	27,9
3x95+1x70+1x16	1311	40,7	6	220	20,6
3x95+1x95+1x16	1408	42,3	6	220	27,9
3x120+1x95+1x16	1635	45,5	5,9	250	27,9
3x35+1x50+1x25	687	28,8	2,3	115	14,2
3x50+1x50+1x25	805	31,4	3,2	140	14,2
3x50+1x70+1x25	879	32,9	3,2	140	20,6
3x70+1x70+1x25	1083	36,7	4,5	180	20,6
3x70+1x95+1x25	1180	38,3	4,5	180	27,9
3+1x70+1x25	1345	40,7	6	220	20,6
3x95+1x95+1x25	1441	42,3	6	220	27,9
3x120+1x95+1x25	1668	45,5	5,9	250	27,9

Таблиця 2.2

Основні характеристики СП-1А

Кількість і номінальний переріз жил, мм ²	Маса, кг/км	Зовнішній діаметр проводу, мм	Одно- секундний струм короткого замикання, кА	Струмове навантаження, А	Мінімальне розривне зусилля, Кн., не менше
1	2	3	4	5	6
1x16+1x25	194	16	1	75	7,4
3x16+1x25	329	17,4	1	70	7,4
3x25+1x35	483	20,9	1,6	95	10,3

3x35+1x50	655	27,7	2,3	115	14,2
3x50+1x70	887	31,4	3,2	140	20,6

3x70+1x95	1208	34,8	4,5	180	27,9
3x95+1x95	1440	36,1	6	220	27,9
3x120+1x95	1703	41,2	5,9	250	27,9
2x16	134	14,6	1,5	105	5
2x25	194	17,2	2,3	130	7,8
4x16	169	17,6	1,5	105	9,8
4x25	387	20,7	2,3	130	15,4
3x35+1x50+1x16	702	31,9	2,3	115	14,2
3x50+1x50+1x16	820	34,5	3,2	140	14,2
3x50+1x70+1x16	908	36,8	3,2	140	20,6
3x70+1x70+1x16	1112	40,3	4,5	180	20,6
3x70+1x95+1x16	1227	42,3	4,5	180	27,9
3x95+1x70+1x16	1374	44,3	6	220	20,6
3x95+1x95+1x16	1489	46,3	6	220	27,9
3x120+1x95+1x16	1716	49,5	5,9	250	27,9
3x35+1x50+1x25	735	31,9	2,3	115	14,2
3x50+1x50+1x25	853	34,5	3,2	140	14,2
3x50+1x70+1x25	942	36,5	3,2	140	20,6
3x70+1x70+1x25	1146	40,3	4,5	180	20,6
3x70+1x95+1x25	1261	42,3	4,5	180	27,9
3x95+1x70+1x25	1408	44,3	6	220	20,6
3x95+1x95+1x25	1523	46,3	6	220	27,9
3x120+1x95+1x25	1749	49,5	5,9	250	27,9

СП-2, СП-2А – самопідтримувані ізолювані проводи з алюмінієвими фазними струмопровідними жилами, з ізоляцією із світлостабілізованої зшитої полімерної композиції, з нульовою несучою жилою. Утримувальна нульова жила виконана з алюмінієвого сплаву високої міцності або стальна. Літера "А" в маркуванні СП-2А відповідає ізолюваній утримувальній жилі (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Основні характеристики СП-2

Кількість і номінальний переріз жил, мм ²	Маса, кг/км	Зовнішній діаметр проводу, мм	Одно-секундний струм короткого замикання, кА	Струмове навантаження, А	Мінімальне розривне зусилля, кН, не менше
1x16+1x25	158	12,9	1,5	105	7,4
3x16+1x25	289	17,1	1,5	100	7,4
3x25+1x35	429	20,5	2,3	130	10,3
3x35+1x50	575	22,9	3,2	160	14,2
3x50+1x70	808	26,7	4,6	195	20,6
3x70+1x95	1092	30,6	6,5	240	27,9
3x95+1x95	1319	34,5	8,8	300	27,9
3x120+1x95	1577	39	7,2	340	27,9
4x16+1x25	354	12,9	1,2	100	7,4
4x25+1x35	528	20,5	2,3	130	10,3
3x35+1x50+1x16	624	27,6	3,2	160	14,2
3x50+1x50+1x16	759	31	4,6	195	14,2
3x50+1x70+1x16	833	32,5	4,6	195	20,6
3x70+1x70+1x16	1012	35,1	6,5	240	20,6
3x70+1x95+1x16	1108	37,1	6,5	240	27,9
3x95+1x70+1x16	1268	39,5	8,8	300	20,6
3x95+1x95+1x16	1365	41,1	8,8	300	27,9
3x120+1x95+1x16	1587	43,3	7,2	340	27,9
3x35+1x50+1x25	658	27,6	3,2	160	14,2
3x50+1x50+1x25	792	31	4,6	195	14,2
3x50+1x70+1x25	866	32,5	4,6	195	20,6
3x70+1x70+1x25	1045	35,1	6,5	240	20,6
3x70+1x95+1x25	1141	37,1	6,5	240	27,9
3x95+1x70+1x25	1301	39,5	8,8	300	20,6
3x95+1x95+1x25	1398	41,1	8,8	300	27,9
3x120+1x95+1x25	1620	43,3	7,2	340	27,9

СП-3 – проводи одножильні з жилою із алюмінієвих проволон і сталюого сердечника, з захисною ізоляцією із зшитого поліетилену (табл. 2.4).

Таблиця 2.4

Технічні характеристики СП-3

Номинальний переріз жили, мм ²	Стальний сердечник		Алюмінієва частина проводу		Товщина ізоляції, мм	Зовнішній діаметр проводу, мм	Маса проводу, кг/км
	Кількість проволочок	Номинальний діаметр проволочок, мм	Кількість проволочок	Номинальний діаметр проволочок, мм			
1	2	3	4	5	6	7	8
50	1	3,2	6	3,06	2,3	12,7	263
70		3,8		3,72		14,3	348
95		4,5		4,4		15,9	457
120		4,5	18	2,8		17,4	529
150		4,5	18	3,5		19	627

Таблиця 2.5

Технічні характеристики СП-5, -5нг

Кількість і номінальний перетин жил, мм ²	Маса, кг/км	Зовнішній діаметр проводу, мм	Односекундний струм короткого замикання, кА	Струмове навантаження, А	Мінімальне розривне зусилля, кН, не менше
1	2	3	4	5	6
1x25	96	8,6	2,3	130	4
1x35	125	9,6	3,2	160	5,6
1x50	169	11,3	4,6	195	8
1x70	229	12,8	6,5	240	11,2
2x25	194	17,2	2,3	130	7,8

2x35	253	19,2	3,2	160	11
4x10	195	15,4	0,9	90	5,9
4x16	169	17,6	1,5	105	9,8
4x25	387	20,7	2,3	130	15,4
4x35	505	23,1	3,2	160	21,5
4x50	731	30,9	4,8	190	30,7
4x95	1269	35,7	8,8	300	58,4
4x120	1566	39,5	11,2	340	73,7
4x35+1x25	602	25,9	3,2	160	21,5
4x35+1x35	631	25,9	3,2	160	21,5
4x50+1x25	782	30,5	4,6	195	30,7
4x50+1x35	811	30,5	4,6	195	30,7
4x70+1x25	1022	34,6	6,5	240	43
4x70+1x35	1051	36,2	6,5	240	43
4x95+1x25	1365	41,6	8,8	300	58,4
4x95+1x35	1395	41,6	8,8	300	58,4
4x120+1x25	1663	45,9	11,2	340	73,7
4x120+1x35	1693	45,9	11,2	340	73,7
4x35+2x25	699	28,8	3,2	160	21,5

СП-4 – самопідтримуваний ізолюваний провід з алюмінієвими струмовідними жилами, з ізоляцією із світлостабілізованої термопластичної полімерної композиції.

СП-5 – самопідтримуваний ізолюваний провід з алюмінієвими струмовідними жилами, з ізоляцією із світлостабілізованого зшитого поліетилену (табл. 2.5).

СП-5нг – самопідтримуваний ізолюваний провід з алюмінієвими струмовідними жилами, з ізоляцією із світлостабілізованого зшитого поліетилену, який не поширює горіння

2.4. Кабелі

Кабель – це одна або кілька скручених ізолюваних жил, розміщених у захисній герметичній оболонці з металу (свинцю або алюмінію), гуми або полівінілхлориду. Кабелі напругою до 10 кВ включно мають поясну ізоляцію і спільну оболонку для всіх жил. За напруги 20 і 35 кВ кожна жила має окрему оболонку. Кабелі прокладають у землі, воді і повітрі.

Для приєднання рухомих електрифікованих сільськогосподарських машин і механізмів (навантажувачів, конвеєрів, зерноочисних машин, електричних таль, різноманітного переносного електрифікованого інструменту) використовують шлангові кабелі з алюмінієвими або мідними жилами в гумовій ізоляції і гумовій оболонці.

Для зовнішніх підземних кабельних мереж високої напруги використовують *силові* трижильні кабелі АСБ, СБ, ЦААБ, ААШВ напругою 6–10 кВ (з перерізами 10 мм² і більше).

Крім силових, промисловість виготовляє *контрольні* кабелі, які використовують в електричних мережах напругою до 660 В змінного і до 1000 В постійного струму. Вони можуть мати до кількох десятків жил з перерізом не більше 10 мм². У траншеях прокладають контрольні кабелі АКВПБ, АКВВБ, КВПБ і КВВБ, в каналах, тунелях, на естакадах приміщення – АКВПГ, АКВВГ, КВПГ і КВВТ. Порівняно з повітряними, кабельні лінії мають низку переваг – прихованість траси, недоступність її для сторонніх осіб і атмосферних впливів (ожеледі, грози, вітру).

Кабельні лінії більш надійні в експлуатації та безпечні для людей і тварин у разі аварії. Проте вони в два-три рази дорожчі, ніж повітряні, спорудження їх трудомістке, вони потребують більшого строку для ремонту і більш кваліфікованого обслуговування. Тому в сільськогосподарському виробництві кабельні лінії поки що широко не застосовують.

2.5. Нагрівання і тепловіддача неізольованих проводів

Оскільки проводи характеризуються певним опором, під час проходження ними електричного струму виділяється теплота. За законом Джоуля-Ленца:

$$Q_t = I^2 \cdot R \cdot t, \quad (2.1)$$

де Q_t – кількість теплоти, Дж або Втс;

I – струм, А;

R – активний опір проводу, Ом;

t – тривалість проходження струму, с.

Теплота, що виділяється, нагріває провід, підвищуючи його температуру, яка збільшуватиметься порівняно з температурою навколишнього середовища. Внаслідок різниці температур частина теплоти передаватиметься у навколишнє середовище. Чим більша ця різниця, тим більше теплоти віддається з поверхні проводу в навколишнє середовище. Через деякий час від початку проходження струму кількість теплоти, що виділяється під час проходження електричного струму проводом, дорівнюватиме кількості теплоти, що віддається у зовнішнє середовище. При цьому температура проводу за певного струму і сталих зовнішніх умов (сили вітру, кількості опадів) залишатиметься незмінною (рис. 2.2), тобто настане теплова рівновага (*усталений режим*).

Теплота від проводу в навколишнє середовище переда-ється здебільшого конвекцією, деяка частина – випро-мінюванням і зовсім мізерна – завдяки теплопровідності повітря. Певній усталеній температурі відповідає певна сила струму. Чим більший струм, тим вища усталена температура. У разі вимикання проводу відбувається процес охолодження його до температури навколишнього середовища.

Якщо провести дотичну до кривої нагрівання (або охолодження), то перетин її з горизонтальною лінією, проведеною через усталену температуру перегрівання τ , визначить *сталу часу* T . Стала часу нагрівання визначає час, за який провід досяг би усталеної

температури перегрівання, коли б не було віддачі теплоти у навколишнє середовище. Ця величина є основною характеристикою процесу нагрівання (або охолодження) проводу і визначає інтенсивність цього процесу. Значення сталої часу залежить від роду проводки, матеріалу і перерізу й визначається експериментально.

У разі підвищення температури проводу активізується процес окиснення контактних з'єднань, що спричиняє збільшення перехідного опору, яке, в свою чергу, веде до ще більшого нагрівання – аж до повного руйнування проводу в місці з'єднання.

Оскільки температура проводу не має перевищувати встановлене значення, треба визначити струм, який під час проходження проводом не нагріватиме його до температури, вищої ніж допустима.

На практиці часто користуються не значенням абсолютної температури, а температурою перегрівання в нормальному режимі τ_n , що визначає різницю температур проводу в нормальному режимі v_n і навколишнього середовища v_c :

$$\tau_n = v_n - v_c. \quad (2.2)$$

Якщо температура проводу встановилася (в усталеному режимі), то кількість теплоти, що виділяється під час проходження струму проводом, дорівнюватиме кількості теплоти, що віддається у навколишнє середовище:

$$I^2 R t = \alpha_k \pi d l \tau_n t, \quad (2.3)$$

де α_k – коефіцієнт тепловіддачі конвекцією, Вт/(м²·°C);

$\pi d l$ – площа поверхні проводу, м²;

d – діаметр проводу, м;

l – довжина проводу, м;

$R \frac{l}{\gamma F} = \frac{\Delta l}{\pi d^2 \gamma}$ – опір проводу, Ом;

γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м;

A – переріз проводу, м².

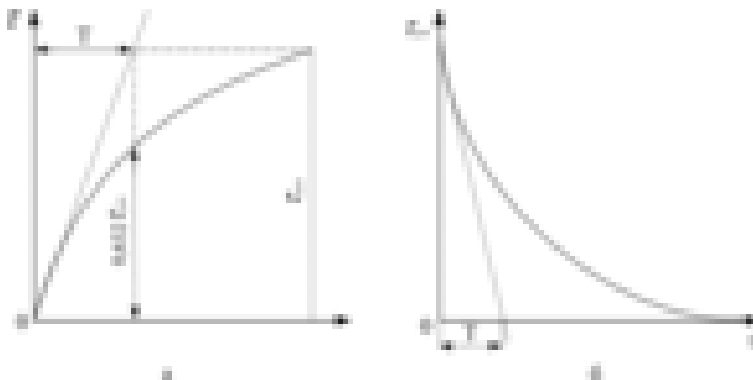


Рис. 2.2. Криві нагрівання (а) та охолодження (б) проводу

Якщо в рівняння (2.3) підставити значення опору, то:

$$I^2 = \frac{\alpha_k \pi^2 d^3 \tau_H}{4}, \quad (2.4)$$

звідки:

$$I = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha_k d^3 \gamma \tau_H}. \quad (2.5)$$

Користуючись рівнянням (2.5), можна визначити допустимий струм $I_{доп}$, що спричиняє певне перегрівання проводу τ_H . На практиці користуються таблицями, складеними за експериментальними даними.

Рівняння (2.5) можна використати для визначення допустимого струму за умов, що відрізняються від умов, для яких складено таблиці.

Якщо для певних умов:

$$I_{\text{доп}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha_k d^3 \gamma \tau_n}, \quad (2.6)$$

то для змінених умов допустимий струм для того самого проводу:

$$I'_{\text{доп}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\alpha_k d^3 \gamma \tau'_n}. \quad (2.7)$$

Поділивши рівняння (2.7) на рівняння (2.6), дістанемо:

$$I_{\text{доп}} = I'_{\text{доп}} \sqrt{\tau'_n / \tau_n}. \quad (2.8)$$

Вираз $\sqrt{\tau'_n / \tau_n}$ називають *поправковим коефіцієнтом на нові температурні умови*.

Отже, $I_{\text{доп}} = I'_{\text{доп}} k_t$, де k_t – поправковий коефіцієнт на нові температурні умови.

Аналогічна таблиця поправкових коефіцієнтів для кабелів, прокладених у землі і воді, наводиться в довідниках. Для неізольованих проводів повітряних ліній електро-передачі напругою понад 1000 В поправкові коефіцієнти на температуру не застосовуються.

Для проводів з різних металів однакового перерізу за однакової температури перегрівання аналогічно до (2.6–2.8) можна записати:

$$I_{\text{доп}} = I'_{\text{доп}} \sqrt{\gamma' / \gamma}. \quad (2.9)$$

Якщо для якихось проводів (наприклад, бронзових) немає таблиць допустимих струмів, то, користуючись рівнянням (2.9), можна визначити цей струм за відомим допустимим струмом проводу з іншого металу, наприклад алюмінію.

Аналіз допустимих навантажень проводів показує, що із збільшенням перерізу проводу густина допустимого струму зменшується. Це пояснюється тим, що із збільшенням діаметра

проводу його переріз зростає пропорційно квадрата, а площа бічної поверхні – першому степеню діаметра. Отже, із збільшенням перерізу проводу умови його охолодження погіршуються. Тому іноді замість одного проводу, прокладають два з меншим загальним перерізом.

Для неізольованих проводів встановлено максимальну тривало допустиму температуру 70°C .

Для зовнішніх електромереж майже завжди переріз проводу визначається допустимою втратою напруги або економічною густиною струму; при цьому максимальні робочі струми проводами будуть значно меншими, ніж допустимі струми за нагріванням. Ці мережі виконуються неізольованими проводами. У закритих приміщеннях здебільшого використовують ізольовані проводи і кабелі.

2.6. Нагрівання і тепловіддача ізольованих проводів і кабелів

Тепловий процес в ізольованих проводах і кабелях проходить аналогічно до процесу в голих проводах. Проте ізоляція проводів і кабелів дещо змінює умови їх охолодження. Вона створює додатковий тепловий опір, але збільшує поверхню охолодження, а якщо ізоляція чорна, то поліпшуються умови і для випромінювання. Крім того, ізоляція за високої температури розм'якає, а це створює певні межі нагрівання проводів. Згідно з Правилами влаштування електроустановок максимально допустима температура становить:

а) для проводів і кабелів із звичайною гумовою ізоляцією 55°C , з теплостійкою ізоляцією 65°C ;

б) для проводів із полівінілхлоридною ізоляцією 70°C ;

в) для кабелів з паперовою ізоляцією у металевій (свинцевій чи алюмінієвій) оболонці за напруги до 3 кВ – 80°C , 6 кВ – 65°C , 10 кВ – 60°C , 20 і 35 кВ – 50°C .

Ізоляцію для проводів і кабелів вибирають з високою теплопровідністю, що, разом із збільшенням поверхні охолодження, поліпшує умови тепловіддачі. На відміну від неізольованих проводів та кабелів, які прокладаються відкрито або в блоках чи каналах,

кабелі, прокладені в землі, охолоджуються лише за рахунок теплопровідності ґрунту.

Для кабелів із збільшенням напруги допустима температура нагрівання зменшується. Це пояснюється тим, що оболонка, паперова ізоляція та ізоляційна маса мають різні коефіцієнти розширення, й тому у разі нагрівання й охолодження деформуються. У ній можуть з'являтися газові бульбашки, які за високої напруги іонізуються, що призводить до пробоя ізоляції.

Ізольовані проводи, прокладені в трубах, охолоджуються гірше, тому допустиме навантаження на них зменшується. Воно залежить також від кількості проводів, прокладених у трубі: за двох проводів зменшується приблизно на 17%, трьох – на 25% чотирьох – на 33%. У таблицях допустимих навантажень усі ці фактори враховано. Температуру навколишнього середовища в табл. 3, що наводиться для прикладу, взято $+25^{\circ}$; у загальному випадку в таблицях допустимих навантажень її беруть $+15^{\circ}\text{C}$ під час прокладання кабелів у землі і $+25^{\circ}\text{C}$ – на поверхні (табл. 2.6, 2.7).

Таблиця 2.6

Допустимі тривалі струмові навантаження (за нагріванням) на проводи і шнури з мідними та алюмінієвими жилами в гумовій і полівінілхлоридній ізоляції, А

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Проводи, прокладені відкрито	Кількість одножильних проводів, прокладених в одній трубі		
		2	3	4
1	2	3	4	5
0,5	11/–	–	–	–
0,75	15/–	–	–	–
1	17/–	16/–	15/–	14/–
1,5	23/–	19/–	17/–	16/–
2,5	30/24	27/20	25/19	25/19
4	41/32	38/28	35/28	30/23
6	50/39	46/36	42/32	40/30

10	80/60	70/50	60/47	50/39
16	100/75	85/60	80/60	75/55
25	140/105	115/85	100/80	90/70
35	170/130	135/100	125/95	115/85
50	215/165	185/140	170/130	150/120
70	270/210	225/175	210/165	185/140
95	330/255	275/215	255/200	225/175
120	385/295	315/245	290/220	260/200
130	440/340	360/275	330/255	—

Таблиця 2.7

Допустимі тривалі струмові навантаження на кабелі з алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслосланціфольною ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці у разі прокладання в землі (чисельник) і на повітрі (знаменник), А

Переріз жили, мм ²	Кабелі					
	одно- жильні до 1 кВ	дво- жильні до 1 кВ	трижильні			чотири- жильні до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
1	2	3	4	5	6	7
2,5	—/31	35/23	31/22	—	—	—
4	60/42	46/31	42/29	—	—	38/27
6	80/55	60/42	55/35	—	—	46/35
10	110/75	80/55	75/46	60/42	—	65/45
16	135/90	110/75	90/60	80/50	75/46	90/60
25	180/125	140/100	125/80	105/70	90/65	115/75
35	220/155	175/115	145/95	125/85	115/80	135/95
50	275/190	210/140	180/120	155/110	140/105	165/110
70	340/235	250/175	220/155	190/135	165/130	200/140
95	400/275	290/210	260/190	225/165	205/155	240/165

Якщо дійсні умови відрізняються від тих, за якими складено таблиці допустимих навантажень, то застосовують поправковий температурний коефіцієнт, а для кількох кабелів враховують кількість прокладених кабелів і відстань між ними.

2.7. Вибір плавких запобіжників і перерізу проводів та кабелів за допустимим нагріванням

Під час експлуатації електричних мереж можливі порушення нормального режиму, що призводять до збільшення струму. Для захисту проводів і кабелів від коротких замикань і перевантажень у мережах до 1000 В використовують плавкі запобіжники, автомати і контактори або магнітні пускачі з тепловими реле.

Плавкий запобіжник є найпростішим і найдешевшим захисним апаратом, його вибирають за номінальним струмом і напругою, а плавку вставку до нього – за номінальним струмом. Плавка вставка запобіжника має невелику теплоємність і у разі перевантаження струмом швидко нагрівається. Якщо струм лінії перевищить допустимий, то плавка вставка запобіжника перегорить, вимикаючи коло раніше, ніж нагрівається провід або апарат, що захищається запобіжником.

У нормальному режимі навантаження вставка запобіжника не має перегоряти. Тому номінальний струм плавкої вставки I_{ϵ} має бути більшим за тривалий робочий струм лінії I_p або дорівнювати йому (*перше правило*):

$$I_{\epsilon} \geq I_p . \quad (2.10)$$

Тривалим струмом називають найбільший струм півгодинної тривалості.

Під час пуску електродвигунів з короткозамкненим ротором струм у 4–7 разів більший від номінального. Щоб не перегоріла плавка вставка від короткочасних поштовхів струму, викликаних пуском двигуна, для захисту цих двигунів її вибирають не за робочим струмом, а за умовами пуску двигуна. Така вставка не захищає електродвигун від перевантаження.

Плавку вставку за пусковим струмом вибирають (*друге правило*) за нерівністю:

$$I_{\phi} \geq \frac{I_{\text{пуск}}}{\alpha}. \quad (2.11)$$

Пусковий струм можна визначити за номінальним струмом електродвигуна $I_{\text{ном}}$ і кратність пускового струму k_i :

$$I_{\text{пуск}} = I_{\text{ном}} k_i. \quad (2.12)$$

Коефіцієнт α характеризує умови пуску електродвигунів, його вибирають $\alpha = 2,5$ у разі легкого пуску електродвигунів і $\alpha = 1,6-2$ – важкого. Режим пуску називається *легким*, якщо тривалість нечастих пусків електродвигуна не перевищує 10 с і забезпечується самопуск у разі холостого ходу. За частих пусків, пусків з тривалістю понад 10 с, а також самопусків під час навантаження режим називається *важким*.

Тривалість перегорання вставки запобіжника залежить від кратності струму короткого замикання або перевантаження. На рис. 2.3 подано ампер-секундну характеристику запобіжника. Пуск електродвигуна завжди короткочасний і в нормальних умовах триває 8–10 с, за цей час плавка вставка за кратності струму 2,5–3 від номінального не перегоряє. Це дає можливість зменшувати номінальний струм вставки порівняно з пусковим у α разів.

Для захисту електронагрівальних приладів, освітлення (тобто споживачів, що не мають пускового струму) плавку вставку запобіжника вибирають за першим правилом, а для короткозамкнених електродвигунів – за другим. Для електродвигунів з фазним ротором вибирають вставку за обома правилами, оскільки номінальний струм вставки запобіжника за першим правилом часто більший від струму вставки, вибраної за другим правилом. Беруть більше значення номінального струму вставки.

Для вибору вставки запобіжника, що захищає магістраль, до якої приєднано кілька споживачів, перше правило записують так:

$$I_{\epsilon} \geq k_0 \sum_l^n I_p, \quad (2.13)$$

де k_0 – коефіцієнт одночасності.

Друге правило для вибору захисту магістралей запобіжниками записують у вигляді:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_{max}}{\alpha}, \quad (2.14)$$

причому

$$I_{max} = k_0 \sum_l^{n-1} I_p + I_{пуск1}, \quad (2.15)$$

де $I_{пуск1}$ – пусковий струм електродвигуна, для якого різниця між пусковим і робочим струмом буде найбільшою;

$\sum_l^{n-1} I_p$ – сума тривалих робочих струмів інших споживачів.

Для захисту магістралей, від яких живляться короткозамкнені електродвигуни, вставку запобіжника необхідно розраховувати за двома правилами і приймати більше значення. За значної кількості електродвигунів вставка запобіжника визначається не режимом пуску одного двигуна, а максимальним робочим струмом.

Для вибірності дії запобіжників треба, щоб у разі порушень нормального режиму перегорів ближчий до місця пошкодження запобіжник. Тому номінальний струм плавкої вставки кожного наступного запобіжника у напрямку до джерела живлення має бути більшим від попереднього хоча б на два-три ступеня.

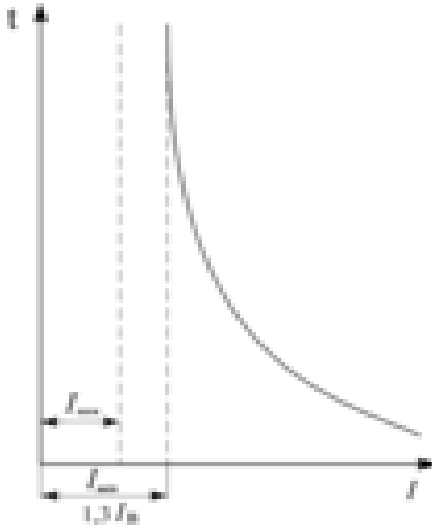


Рис. 2.3. Ампер-секундна характеристика запобіжника

Переріз проводів або кабелю за допустимим нагріванням вибирають за тривалим робочим навантаженням (*третьє правило*):

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{I_p}{k}, \quad (2.16)$$

де k – поправковий коефіцієнт на умови прокладання проводу чи кабелю (поправковий температурний коефіцієнт, коефіцієнт на кількість прокладених в одній траншеї кабелів тощо).

Плавка вставка запобіжника захищає одночасно споживача і провідник, тому вибираючи переріз провідника, крім умови (2.16), треба забезпечити узгодженість з вибраною плавкою вставкою запобіжника:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{k_{\text{дон}} I_v}{k}, \quad (2.17)$$

де $k_{доп}$ – кратність допустимого тривалого струму провідника відносно номінального струму плавкої вставки (табл. 2.8).

Залежно від режиму роботи, вимог техніки безпеки, можливості виникнення пожежі і вибуху, електромережі захищають від перевантаження і струмів короткого замикання або лише від коротких замикань. Захист від перевантаження і струмів короткого замикання здійснюється тим самим запобіжником (якщо вставка перегорить за струму перевантаження, то вона перегорить і за струму короткого замикання).

Від перевантаження і струмів короткого замикання слід захищати:

а) мережі всіх видів у вибухонебезпечних приміщеннях і зовнішніх вибухонебезпечних установках незалежно від режиму роботи мережі і технологічного процесу виробництва;

б) освітлювальні мережі житлових, громадських, торговельних і службово-побутових приміщень, включаючи мережі для побутових і переносних установок;

в) мережі пожежонебезпечних виробничих приміщень;

г) мережі в приміщеннях будь-якого призначення, виконані відкрито незахищеними ізольованими проводами з горючої оболонкою;

д) силові мережі промислових підприємств, житлових і громадських будинків і торговельних приміщень, в яких за умовами технологічного процесу або режиму роботи можуть виникати тривалі перевантаження проводів і кабелів.

Решта електромереж захищається лише від коротких замикань.

Плавкий запобіжник має надійно вимикати коротке замикання. Для цього треба, щоб мінімальний струм короткого замикання (за однофазного замикання у найвіддаленішій точці мережі) був не менш як втричі більший від номінального струму плавкої вставки запобіжника.

Таблиця 2.8

Кратність допустимого тривалого струму провідника відносно номінального струму плавкої вставки або автомата

Характеристика струму	У разі захисту від перевантаження		Мережі, які не потребують захисту від перевантажень
	вибухо- і пожежо-небезпечних житлових, торговельних та інших подібних приміщень	вибухо- і пожежонебезпечних приміщень	
Номинальний струм плавкої вставки запобіжника	1,25	1,0	0,33
Струм вставки автомата, який має лише струмовий розщеплювач миттєвої дії	1,25	1,0	0,22
Номинальний струм розщеплювача автомата з нерегульованою характеристикою часу спрацювання (незалежно від наявності відсічки)	1,0	1,0	1,0
Номинальний струм розщеплювача автомата з регульованою характеристикою часу спрацювання (кратність струму відсічки не обмежується)	1,0	1,0	0,66

Для чотирипровідної мережі трифазного змінного струму цю вимогу перевіряють за співвідношенням:

$$\frac{U_{ном.ф}}{Z_n} \geq 3I_{ном.з}, \quad (2.18)$$

де $U_{ном.ф}$ – номінальна фазна напруга, В;

Z_n – повний опір петлі фазний провід – нульовий провід, Ом;

$I_{ном.з}$ — номінальний струм захисного апарата (плавкої вставки або розщеплювача автомата), А.

2.8. Вибір автоматів

Плавкі запобіжники погано захищають електро-двигуни, бо їх плавку вставку здебільшого вибирають за пусковим струмом. Перегоряння вставки запобіжника на одній із фаз призводить до перегрівання і виходу з ладу електродвигуна.

Для захисту електродвигунів від перевантаження застосовують автоматичні вимикачі (автомати) з тепловими розщеплювачами або магнітні пускачі з тепловими реле, які вимикають усі три фази, виключаючи можливість роботи електродвигуна на двох фазах. Теплові елементи розщеплювачів і теплових реле нагріваються повільно і діють лише за тривалого протікання надмірного струму. Між часом вимикання і струмом існує зворотна залежність.

Теплові елементи не можуть швидко вимкнути коло, тому для захисту від коротких замикань, крім магнітних пускачів і контакторів, додатково застосовують запобіжники з плавкими безінерційними або малоінерційними вставками. Якщо використовується автоматичний вимикач для захисту від коротких замикань, то, крім теплового розщеплювача, доцільно використати електромагнітні розщеплювачі. В автоматах з комбінованими розщеплювачами теплові розщеплювачі забезпечують захист від перевантаження, а електромагнітні — миттєве вимикання кола у разі коротких замикань.

Струм спрацювання електромагнітного розщеплювача $I_{с.е}$ (струм відсічки) в кілька разів більший від номінального струму теплового розщеплювача $I_{ном.т}$. Так, для автоматів АП50 він може дорівнювати $3,5 I_{ном.т}$, $7 I_{ном.т}$, $11 I_{ном.т}$; А3124 — $10 I_{ном.т}$; А3134 і А3144 — $7 I_{ном.т}$.

Крім того електромагнітні розщеплювачі додатково перевіряють за максимальним короточасним струмом ліній $I_{кр}$. Струм спрацювання електромагнітного розщеплювача $I_{с.е}$ має бути більший від струму $I_{кр}$, щоб лінія не вимикалась, наприклад під час

пуску електродвигунів. Вибраний автоматичний вимикач необхідно, перевірити за його вимикальною спроможністю.

Отже, під час вибору автоматичних вимикачів необхідно задовольнити такі вимоги:

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.у}, \quad (2.19)$$

$$I_{ном.а} \geq I_{ном.у}, \quad (2.20)$$

$$I_{ном.т} \geq k_{н.т} I_{рmax}, \quad (2.21)$$

$$I_{с.е} \geq k_3 I_{кр}, \quad (2.22)$$

$$I_{вимmax} \geq I_{кmax}, \quad (2.23)$$

де $U_{ном.а}$ і $U_{ном.у}$ – відповідно номінальна напруга автомата і електроустановки;

$I_{ном.а}$ і $I_{ном.у}$ – номінальні струми автомата і електроустановки;

$k_{н.т}$ – коефіцієнт надійності, яким враховують розкид за струмом спрацювання теплового розщеплювача ($k_{н.т} = 1,1-1,3$);

k_3 – коефіцієнт запасу ($k_3 = 1,25$ для автоматів АП50, АЕ-2000 і АЗ700; $k_3 = 1,5$ для автоматів АЗ100);

$I_{вимmax}$ – граничний струм, що вимикається автоматом;

$I_{кmax}$ – максимальний струм короткого замикання в місці встановлення автомата.

Залежно від конструкції автомата розщеплювачі бувають з регульованою силою струму спрацювання і без регулювання.

Вибираючи переріз проводів і кабелів, що захищаються автоматами або тепловими реле магнітних пускачів, як і під час захисту запобіжниками, використовують третє правило (2.16):

$$I_{дон} \geq \frac{I_{рmax}}{k}.$$

Для узгодження вибраного перерізу проводів і кабелів з максимальним струмовим захистом використовують рівняння (2.17):

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{k_{\text{доп}} I_{\text{ном.р}}}{k},$$

де $I_{\text{ном.р}}$ — номінальний струм розщеплювача автомата (у разі захисту від перевантаження) або струм спрацювання розщеплювача (під час захисту лише від коротких замикань), А.

Вибірність захисту забезпечується так само, як і у разі використання плавких запобіжників. Надійність вимикання мінімальних струмів короткого замикання перевіряють за співвідношенням (2.18).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які голі проводи використовують для повітряних електромереж?
 2. Як позначаються голі проводи з різних металів?
 3. Які мінімальні перерізи проводів вибирають для повітряних електричних ліній. Чому?
 4. Які марки ізолюваних проводів і кабелів найпоширеніші в сільському господарстві?
 5. Чим відрізняється ізолюваний провід від кабелю?
 6. Які допустимі температури нагрівання голих та ізолюваних проводів і кабелів? Чим вони обмежуються?
 7. Чому із збільшенням перерізу проводу допустима густина струму за нагріванням зменшується?
 8. За якими правилами вибирають плавкі вставки запобіжників, вставки розщеплювачів автоматів і теплових реле?
 9. Як вибирають переріз проводів і кабелів за допустимим нагріванням?
 10. У яких випадках проводи захищають під перевантажень?
 11. Коли проводи захищають лише від коротких замикань?
 12. У чому перевага автоматів над запобіжниками?
- Як це впливає на вибір перерізу проводів і кабелів?

13. Як забезпечують вибірність захисту?

ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ

Задача 1. Розподільна мережа напругою 380 В (рис. 2.4) використовується для живлення електродвигунів і освітлювального навантаження. Від трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ розподільний щиток *РЩ1* живиться кабелем, прокладеним у траншеї, із розрахунковою температурою $+10^{\circ}\text{C}$; інші елементи електромережі виконано ізольованим проводом. Від розподільного щитка *РЩ1* до щитка *РЩ2* проводка прокладена у приміщенні з температурою $+30^{\circ}\text{C}$. Всі споживачі працюють за температури навколишнього середовища $+25^{\circ}\text{C}$. На ділянці *РЩ1–ТП* узяти коефіцієнт одночасності $k_0=0,8$. Характеристику електроспоживачів наведено в табл. 2.9.

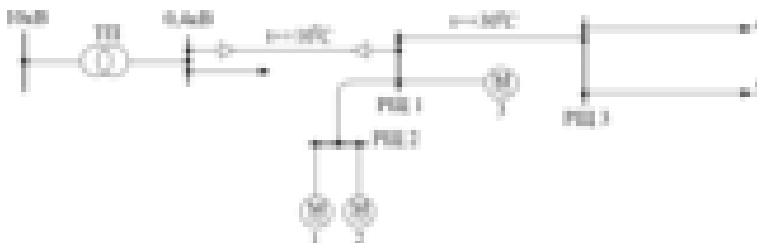


Рис. 2.4. Розподільна мережа напругою 380 В

Таблиця 2.9

Характеристика електроспоживачів

Споживачі	Номер приєднання	Номінальна потужність, кВт	Номінальний струм, А	Кратність пускового струму	Коефіцієнт завантаження
Короткозамкнений електродвигун АО2-51-6	1	5,5	11	5	1
Електродвигун з фазним ротором: АК2-62-2 АК2-82-4	2	22	44,5	2,5	1
	3	55	108	2,0	0,9
Освітлювальне навантаження	4	37	56,3	—	1
	5	18	27,4	—	1

Визначити номінальні струми безінерційних вставок запобіжників і вибрати переріз проводів та кабелю за допустимим нагріванням.

Розв'язок

Спочатку розставимо запобіжники на схемі електромережі (рис. 2.5). Для зручності всі запобіжники пронумеруємо, а в знаменнику покажемо їх номінальні струми.

Вставку запобіжника 1 вибираємо за другим правилом. Пусковий струм $I_{\text{пуск}} = 11 \cdot 5 = 55 \text{ А}$. Струм плавкої вставки:

$$I_B \geq \frac{55}{2,5} = 22 \text{ А}.$$

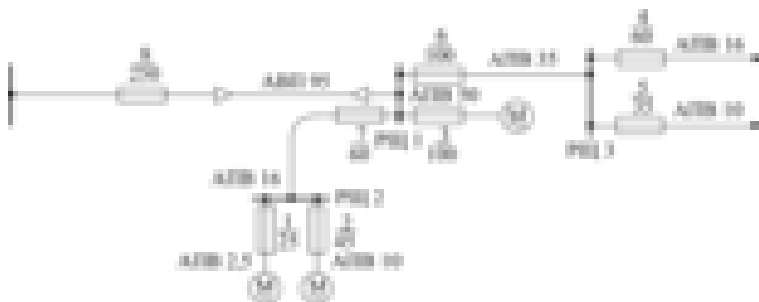


Рис. 2.5. Розподільна мережа напругою 380 В із запобіжниками

Вибираємо запобіжник НПН2-60, для якого $I_B = 25\text{ А}$.

Після вибору запобіжника можемо вибрати переріз і марку проводу.

За третім правилом:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p.$$

За умовою узгодженості із запобіжником $I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 25 = 8,25\text{ А}$. Беремо провід АПВ перерізом $2,5\text{ мм}^2$. Його допустимий струм під час прокладання трьох проводів у трубі $I_{\text{доп}} = 19\text{ А}$.

Всі результати розрахунку заносимо у табл. 2.10. Аналогічні розрахунки робимо для решти споживачів.

Вставку запобіжника 2 вибираємо за першим і другим правилами. За першим правилом $I_B \geq 44,5\text{ А}$. Пусковий струм електродвигуна 2:

$$I_{\text{пуск}} = 44,5 \cdot 2,5 = 111\text{ А}.$$

За другим правилом струм вставки запобіжника:

$$I_B \geq \frac{111}{3} = 37\text{ А}.$$

Вибираємо запобіжник НПН2-60, для якого $I_B = 45 A$.

Вибираємо переріз і марку проводу. За третім правилом $I_{\text{доп}} \geq 44,5 A$. За умовою узгодженості з запобіжником $I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 45 = 14,8 A$. Беремо провід АПВ перерізом 10 мм^2 . Для нього допустимий струм під час прокладання трьох проводів у трубі становить $I_{\text{доп}} = 47 A$.

Вставку запобіжника 3 вибираємо також за першим і другим правилами: $I_B \geq I_{H\kappa_3} = 108 \cdot 0,9 = 97,5 A$. Пусковий струм:

$$I_{\text{пуск}} = 108 \cdot 2 = 216 A.$$

Струм вставки запобіжника:

$$I_B \geq \frac{216}{3} = 72 A.$$

Вибираємо запобіжник ПН2-100 з номінальним струмом вставки також $100 A$.

Вибираємо переріз і марку проводу. За третім правилом $I_{\text{доп}} \geq 97,5 A$. За умовою узгодженості з запобіжником за табл. 2.8 маємо $I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 100 = 33 A$. Беремо провід АПВ перерізом 50 мм^2 . Його тривало допустимий струм навантаження під час прокладання трьох проводів у трубі $I_{\text{доп}} = 130 A$.

Запобіжник 4 вибираємо за першим правилом: $I_B \leq 56,3 A$. Беремо запобіжник НПН2-60 з плавкою вставкою також $60 A$.

Щоб провід не перегрівався за перевантаження, треба, щоб допустимий струм був більший за робочий: $I_{\text{доп}} \geq 56,3 A$. Для узгодженості з вибраним запобіжником $I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot 60 = 75 A$. Беремо провід АПВ перерізом 16 мм^2 . Його тривало допустимий струм за відкритого прокладання $I_{\text{доп}} = 80 A$.

Запобіжник 5 також вибираємо за першим правилом: $I_B \leq 27,4 A$. Беремо запобіжник НПН2-60 з плавкою вставкою 35A. Допустимий струм для проводу $I_{\text{доп}} \geq 27,4 A$; крім цього, $I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot 35 = 43,7 A$.

Вибираємо провід АПВ перерізом 10 мм^2 . Для нього допустимий струм за відкритого прокладання $I_{\text{доп}} = 55 A$.

Вставку запобіжника 6 (що захищає магістраль від РЩ1 до РЩ3) вибираємо за першим правилом (2.13): $I_B \geq 56,3 + 27,4 = 83,7 A$. Вибираємо запобіжник ПН2-100 з плавкою вставкою також 100 A.

Для вибору перерізу проводів маємо $I_{\text{доп}} \geq 83,7 A$; $I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot 100 = 125 A$. Беремо провід АПВ перерізом 35 мм^2 ; його допустимий струм за відкритого прокладання $I_{\text{доп}} = 130 A$.

Вставку запобіжника 7 (що захищає магістраль від РЩ1 до РЩ2) вибираємо за першим і другим правилами (2.13), (2.14). За першим правилом $I_B \geq 11 + 44,5 = 55,5 A$. Для визначення вставки за другим правилом треба взяти пусковий струм двигуна 2, оскільки для нього різниця між пусковим і робочим струмами більша, ніж для електродвигуна 1:

$$I_{\text{max}} = 11 + 111 = 122 A; I_B \geq \frac{122}{3} = 40,7 A.$$

Можна вибрати запобіжник НПН2-60, проте для уніфікації на тому самому щитку беремо запобіжник ПН2-100 із вставкою 60 A.

Для вибору перерізу проводів слід визначити більше значення допустимого струму. За третім правилом:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{55,5}{0,91} = 61 A.$$

За умовою узгодженості з запобіжником:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{0,33 \cdot 60}{0,91} = 21,8 A.$$

Беремо провід АПВ перерізом 16 мм^2 , для якого максимальний допустимий струм за відкритого прокладання 80 А .

Вставку запобіжника 8 (для захисту магістралі від ТП до щитка РЩ1) вибираємо за першим і другим правилами. За першим правилом $I_B \geq 0,8 \cdot (55,5 + 97,5 + 83,7) = 189 \text{ А}$. За другим правилом:

$$I_B \geq \frac{327}{3} = 109 \text{ А},$$

де $I_{\max} = 0,8 \cdot (55,5 + 83,7) + 216 = 327 \text{ А}$. Вибираємо запобіжник ПН2-250 з плавкою вставкою 200А.

Для вибору перерізу кабелю треба визначити найбільший допустимий струм за нерівностями (2.16) і (2.17):

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{189}{1,04} = 182 \text{ А}; \quad I_{\text{доп}} \geq \frac{1 \cdot 200}{1,04} = 192 \text{ А}.$$

Вибираємо чотирижильний кабель АВП перерізом 95 мм^2 з допустимим струмом за нагріванням $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}$.

Вибірність захисту в електромережі забезпечена. Запобіжники, розміщені ближче до джерела живлення, мають більші вставки, ніж більш віддалені, з'єднані з ними послідовно.

Таблиця 2.10

Результати розрахунку за умовою задачі 1

Параметр	Номер приєднання							
	1	2	3	4	5	РЩ1- РЩ3	РЩ1- РЩ2	ТП-РЩ1
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Робочий струм $I_p, \text{ А}$	11	44,5	97,5	56,3	27,4	83,7	55,5	189

Максимальний (пусковий) струм I_{\max}, A	55	111	216	—	—	—	122	327
Тип запобіжника	НПН2	НПН2	ПН2	НПН2	НПН2	ПН2	ПН2	ПН2
Номинальний струм запобіжника, А	60	60	100	60	60	100	100	250
Номинальний струм вставки запобіжника, А	25	45	100	60	35	100	60	200
Марка проводу (кабелю)	АПВ	АПВ	АПВ	АПВ	АПВ	АПВ	АПВ	АПВ
Переріз проводу (кабелю), мм ²	2,5	10	50	16	10	35	16	95
Допустимий струм $I_{\text{доп}}, A$	19	47	130	80	55	130	80	240

Задача 2. Для електричної мережі, розглянутої в задачі 1 (рис. 2.4), підібрати переріз та марку проводів (кабелю) і розщеплювачі автоматів.

Розв'язок

Розставимо автомати на схемі електромережі (рис. 2.6).

Для захисту електродвигуна 1 і проводки вибираємо автомат АП50-3МТ з комбінованим розщеплювачем. Номинальний струм теплового розщеплювача визначаємо за нерівністю (2.21): $I_{\text{НОМ.Т}} \geq 1,1 \cdot I_l = 12,1 A$. Беремо розщеплювач з $I_{\text{НОМ.Т}} = 16 A$. Вставка теплових розщеплювачів в автоматах АП50 регулюється в межах 63–100% номінального значення струму (наш розщеплювач – від 10 до 16 А). Тепловий розщеплювач регулюється так, щоб за $1,1 I_{\text{НОМ.Т}}$ він

ще не спрацьовував, а за струму $1,35 I_{НОМТ}$ вимикав коло. Отже, важіль розщеплювача можна встановити на струм 14А.

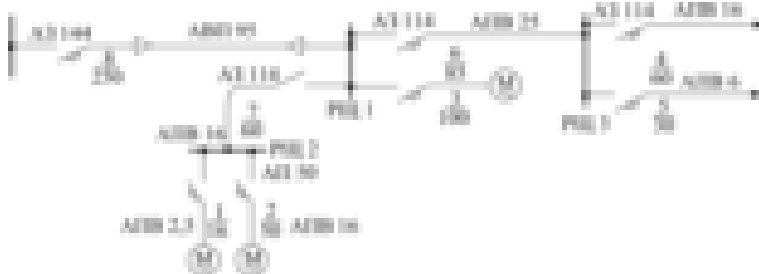


Рис. 2.6. Розподільна мережа напругою 380 В із автоматичними вимикачами

Електромагнітний розщеплювач треба перевірити за струмом спрацювання, з нерівності (2.22). В автоматів АП50 вставка електромагнітного розщеплювача регулюється в межах 6–8-кратного номінального струму: $I_{c.e.} \geq 1,5 \cdot 55 = 83 A$. Струм спрацювання електромагнітного розщеплювача за 6-кратного струму $I_{c.e.} = 6 \cdot 16 = 96 A$; $96 > 83$.

Для вибору перерізу проводу слід визначити допустимий струм з нерівностей (2.16) і (2.17): $I_{\text{доп}} \geq 11A; I_{\text{доп}} \geq 1 \cdot 14 = 14A$.
Вибираємо провід АПВ перерізом 2,5 мм² ($I_{\text{доп}} = 19A$).

Для захисту електродвигуна 2 вибираємо також автомат АП50-ЗМТ з комбінованим розщеплювачем: $I_{НОМ.T} \geq 44,5 \cdot 1,1 = 48,9 \text{ A}$. Беремо розщеплювач з $I_{НОМ.T} = 50 \text{ A}$ (з регулюванням від 40 до 50 А).

Для перевірки надійності роботи електромагнітного розщеплювача потрібно задовольнити нерівність $I_{c.e.} \geq 1,5 \cdot 111 = 167 \text{ A}$; $I_{c.e.} = 6 \cdot 50 = 300 \text{ A}$; $300 > 167$.

Переріз проводів визначаємо за допустимим струмом з нерівності $I_{\text{доп}} \geq 44,5 \text{ A}; I_{\text{доп}} \geq 1 \cdot 50 = 50 \text{ A}$. Вибираємо провід АПВ перерізом 16 мм^2 ($I_{\text{доп}} = 60 \text{ A}$).

Для захисту електродвигуна 3 (у зв'язку з тим, що номінальний струм більший 50 A) слід вибрати автомат АЗ114 на номінальний струм 200 A . Тепловий розщеплювач вибираємо з нерівності $I_{\text{НОМ.Т}} \geq 97,5 \cdot 1,1 = 107 \text{ A}$. Беремо номінальний струм теплового розщеплювача $I_{\text{НОМ.Т}} = 120 \text{ A}$. Вставки цього автомата не регулюються.

Електромагнітний розщеплювач спрацьовує за струму $7 I_{\text{НОМ.Т}}$.

Отже, $I_{\text{с.е.}} = 7 \cdot 120 = 840 \text{ A}; I_{\text{с.е.}} \geq 1,5 \cdot 216 = 325 \text{ A}; 840 > 325$.

Переріз проводів обчислюємо за допустимим струмом, який визначається з нерівностей (2.16) і (2.17): $I_{\text{доп}} \geq 97,5 \text{ A}; I_{\text{доп}} \geq 1 \cdot 120 = 120 \text{ A}$. Вибираємо провід АПВ перерізом 50 мм^2 ($I_{\text{доп}} = 130 \text{ A}$).

Для захисту лінії освітлювального навантаження 4, 5 вибираємо також автомат АЗ114 на номінальний струм 100 A із розщеплювачами по лінії 4 – $I_{\text{НОМ.Т}} = 60 \text{ A}$, а по лінії 5 – $I_{\text{НОМ.Т}} = 30 \text{ A}$. Перевіряти надійність роботи електромагнітного розщеплювача не потрібно, оскільки короткочасного збільшення струму на цих лініях не буває.

Провід беремо марки АПВ перерізом для лінії 4- 16 мм^2 ($I_{\text{доп}} = 80 \text{ A}$), а для лінії 5 – 6 мм^2 ($I_{\text{доп}} = 39 \text{ A}$).

Аналогічні розрахунки проводимо і під час вибору захисних апаратів та перерізу проводів і кабелю магістральних ліній. Результати розрахунку заносимо в табл.2.11.

Таблиця 2.11
Результати розрахунку за умовою задачі 2

Параметр	Номер присіднання							
	1	2	3	4	5	РІЦ1-РІЦ3	РІЦ1-РІЦ2	ТІЦ-РІЦ1
Робочий струм I_p , А	11	44,5	97,5	56,3	27,4	83,7	55,5	189
Максимальний (пусковий) струм $I_{пmax}$, А	55	111	216	—	—	—	122	327
Тип автомата	АП50-3МТ		П					А3144
Номінальний струм автомата, А	50	50	200	100	100	100	100	600
Номінальний струм розщеплювача, А	16	50	120	60	30	85	60	250
Струм спрацювання електромагнітного розщеплювача, А	96–128	300–400	840	780	390	1150	780	2000
$1,5 I_{пmax}$, А	83	167	325	—	—	—	183	490
Марка проводу (кабелю)	АП В	АПВ	АП В	АПВ	АПВ	АПВ	АП В	АПВ
Переріз проводу (кабелю), мм ²	2,5	16	50	16	6	25	16	95
$I_{доп}$, А	19	60	130	80	39	105	80	255

РОЗДІЛ 3

КОНСТРУКЦІЇ І СПОРУДЖЕННЯ

ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

3.1. Основні елементи і загальна характеристика повітряних ліній

Основними конструктивними елементами повітряних ліній є [67,68]:

- 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 опорах;
- 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 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) дія хімічних елементів і сполук, які є в навколишньому середовищі (сюди відносять також хімічну і електрохімічну дію 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.

Вибираючи конструктивну частину повітряної лінії, завжди виходять з основної вимоги – забезпечення економічно доцільної передачі електричної енергії. Конструктивні матеріали і конструкції повітряних ліній мають забезпечувати передачу потрібної потужності за достатньої якості електропостачання, що досягається вибором відповідної напруги і проводів. Лінію слід споруджувати з недефіцитних, економічно доцільних матеріалів, доступних для масового типу. Матеріали повинні мати достатньо високу механічну міцність і бути стійкими проти корозії (впливу хімічних реагентів).

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

Дерев'яні опори застосовують для ліній напругою до 220 кВ включно. Вони прості у виготовленні і відносно дешеві. Використовують для опор дерева хвойних порід, здебільшого сосну, а на півночі – також модрина; для опор ліній низької напруги можна використовувати ще ялину і смереку, але траверси і приставки з них не виготовляють. Опори виготовляють з колод завдовжки від 4 до 13 м. Діаметр колоди у верхньому відрубі має бути не менш як 12 см для ліній напругою до 1000 В, 16 см – для ліній напругою до 35 кВ і 18 см – для ліній вищої напруги. Зміна діаметра колоди на один погонний метр її довжини, яку називають *збігом*, згідно з технічними умовами має бути не більше 8 мм.

Дерев'яні опори недовговічні. Нижні їх частини, особливо в місці закопування в землю, а також у місцях врубів і гвинтових з'єднань руйнуються грибками – загнивають. Строк служби непросочених опор із сосни становить 3–5 років. Просочування деревини антисептиками збільшує цей строк до 15–20 років. Оскільки довгомірного лісу мало, дерев'яні опори складають з окремих частин: основного стояка (довшої частини) і приставки (пасинка, короткої частини). Приставку із стояком з'єднують двома бандажами з сталюого дроту діаметром 4–6 мм або за допомогою хомутів і болтів. Для збільшення строку служби дерев'яних опор їх установлюють також на залізобетонних приставках, а в місцях із слабким ґрунтом – на залізобетонних палях.

Дерев'яні опори ліній електропередачі напругою до 20 кВ (а іноді і 35 кВ) виготовляють одностояковими, а на лініях напругою 110 кВ і вище та для ліній 35 кВ з підвісними ізоляторами – двостояковими, П-подібними.

На повітряних лініях електропередачі останнім часом найбільше використовують залізобетонні опори. Останні потребують значно менше металу порівняно з металевими опорами, вони майже не потребують ремонту, завдяки чому різко знижуються експлуатаційні витрати. Міцність залізобетонних опор залежить від способу ущільнення бетону. Центрифуговані опори, виготовлені на відцентрових верстатах заводським способом, надзвичайно міцні, їх застосовують на лініях напругою 35–500 кВ.

Залізобетонні опори ліній напругою 0,38 кВ (рис. 3.1) здебільшого виготовляють з віброваного попередньо напруженого

залізобетону. Щоб зменшити масу опори і витрату бетону, стояки виготовляють порожнистими на висоту 6,5 (4,5) м від основи.

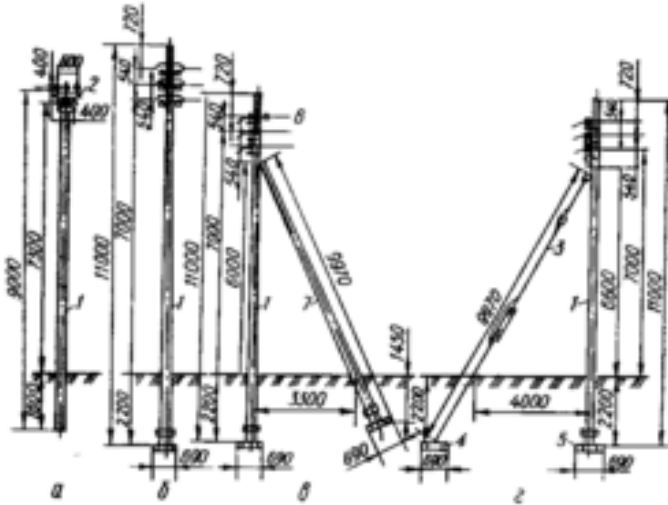


Рис. 3.1. Залізобетонні опори ліній напругою 0,38 кВ:

а – проміжна; б – анкерна; в – кінцева з підкосом; г – кінцева з підтяжкою; 1 – стояк; 2 – траверса; 3 – відтяжка; 4 – якірна плита; 5 – плита під стояк; 6 – перекладка; 7 – скіс

Основним недоліком залізобетонних опор є їх порівняно велика маса, утворення тріщин і сколювання захисного шару бетону. Для захисту опори від вологи, стояк на висоту 2,8 м від основи ґрунтують розчином бітуму в бензині або гасі, а потім покривають бітумом у два шари.

Іноді, у разі пошкодження ізоляції від замикання на землю перегоряє арматура і розплавляється бетон залізо-бетонних опор. Тому всі металеві елементи опори (штирі, арматуру, траверси, оголовки тощо) треба надійно з'єднувати між собою і заземляти. Для заземлення, незалежно від питомого опору ґрунту, використовують заземлювач з круглої сталі діаметром 16 мм завдовжки 1,8 м. Його приєднують до арматури, перед установленням опори обмотують навколо неї на довжину 1 м від основи і опускають у котлован разом із стояком. Якщо арматуру неможливо використати для заземлення,

то всі металеві частини треба з'єднати і заземлити зовнішнім заземлювальним спуском.

Для ненаселеної місцевості опір заземлення залізо-бетонних опор не визначають, а для населеної місцевості він має не перевищувати 10–30 Ом (за питомого опору ґрунту відповідно 100 і 1000 Ом·м). Для забезпечення такого опору встановлюють додатковий заземлювач.

Високі експлуатаційні показники, простота обслуговування, можливість широкої індустріалізації виготовлення і монтажу сприяють щорічному збільшенню питомої ваги залізобетонних опор у будівництві електромереж.

На лініях напругою понад 35 кВ часто використовують металеві опори, виготовлені з сортової сталі марок ВСт-3 і ВСт-3пс. Крім того, їх використовують як відпайкові, анкерно-кутові і перехідні на лініях напругою до 220 кВ із залізо-бетонними проміжними опорами.

Істотним недоліком металевих опор є те, що вони потребують значних витрат металу і періодичного фарбування протягом експлуатації. Згідно з останніми вимогами металеві опори мають бути оцинкованими. Монтують металеві опори на залізобетонних фундаментах, які можуть бути монолітними (виготовляють їх на місці монтажу опори) або збірними чи пальовими, виготовленими на заводі.

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. У разі необірваних проводів ці опори не зазнають дії зусиль уздовж лінії; тому їх виготовляють простішими порівняно з іншими конструкціями опор, а отже, вони дешевші. Проміжні опори становлять 85–90% загальної кількості опор в лінії, тому спрощення конструкції і зменшення їх вартості дає значний економічний ефект. На однобічний натяг проміжні опори не розраховують. У разі обриву проводів з одного боку опори провід у місці кріплення проковзує, що зменшує його натяг.

Анкерні опори призначені для жорсткого кріплення проводів і мають витримувати однобічний натяг частини проводів (здебільшого

двох). У разі обриву проводу однобічний натяг сприймається анкерною опорою і тим самим усувається можливість поломки проміжних опор, не розрахованих на цей натяг. Закріплюють провід на анкерних опорах спеціальними затискачами або встановлюють на кожен фазу по два штирьові ізолятори. Використовуючи на лінії підвісні ізолятори на анкерних опорах, проводи закріплюють за допомогою двох гірлянд на фазу. Гірлянди ізоляторів на цих опорах ніби продовжують провід. До затискачів проводу на кінцях гірлянд приєднують петлю, яка з'єднує проводи тієї самої фази суміжних з опорою прольотів і розміщується під траверсою.

На лініях напругою понад 110 кВ за великих перерізів проводів використовують по дві паралельні натяжні гірлянди ізоляторів. На прямих ділянках лінії із глухими затискачами відстань між анкерними опорами не нормується і досягає 10–15 км. На лініях з випускаючими затискачами за перерізу проводів 120 мм² і більше ця відстань має бути не більшою за 10 км, а за менших перерізів проводів – не більшою за 5 км. Різновидністю анкерних опор є *кінцеві* опори, які встановлюють між власне повітряною лінією і розподільними пристроями. Ці опори постійно зазнають дії однобічного натягу, бо натяг проводів від розподільного пристрою завжди незначний.

Повітряні лінії передбачають обхід населених пунктів, аеродромів, боліт та інших об'єктів; тому їх траси непрямолинійні. Зміну напрямку траси виконують на кутових опорах. *Кутом повороту лінії* вважають кут, який доповнює внутрішній кут лінії до 180°. У точці повороту лінії постійно діє сила натягу проводів, напрямлена за бісектрисою внутрішнього кута повороту траси. Кутові анкери використовують за значних кутах повороту (понад 10–20°).

Характерними для кутових опор є діагональні елементи – *розкоси*, які працюють на розтяг або стиснення. Іноді в конструкціях кутових опор елементами, що працюють на розтяг, є сталі троси – *розтяжки*.

За кутів повороту до 20° і рівного профілю траси дозволяється замість кутових використовувати проміжні опори. Відповідно змінюється спосіб закріплення проводів.

Транспозиційні опори призначені для зміни розміщення фази на лінії (транспозиції). Транспозиція застосовується на лініях

напругою 110 кВ і більше за довжини лінії понад 100 км для вирівнювання індуктивного опору і ємності проводів відносно землі. У місцевих електромережах транспозицію не застосовують.

Перехідні опори використовують на великих прольотах (у разі переходів через річку, озеро, міжгір'я тощо). Ці опори можуть бути досить високими і перебувати під незрівноваженим тяжінням, оскільки на самому переході сприймають деяке послаблення проводів.

Відгалужувальні опори використовують для глухого відгалуження від лінії.

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. Ці матеріали мають високі ізоляційні якості, досить високий опір під дією згинального моменту. Скло порівняно з фарфором має низку переваг. Прозорість скляних ізоляторів дає змогу порівняно легко виявляти дефекти; У разі електричного пробоя скляні ізолятори здебільшого руйнуються, що полегшує виявлення місця пошкодження.

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

Штирьові ізолятори для ліній напругою до 1000 В, а також для ліній 6–10 кВ виготовляють монолітними. У верхній частині є канавки для укладання проводу (рис. 3.2а,б), а в нижній – отвір з гвинтовою нарізкою для закручування ізолятора на штир або гак. Штир гайкою закріплюється на траверсі або спеціальній металевій частині опори, а гак вгвинчується в дерев'яний стоек опори.

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 відповідно 18 і 16 мм). На лініях 6–10 кВ найбільше поширені ізолятори типу ШФ (наприклад, ШФ20-Г) та

скляні ізолятори ШС10-А і ШС10-Г (старе 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.

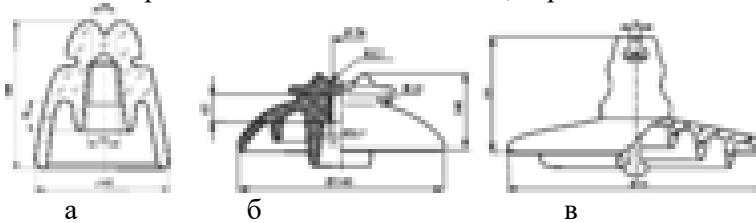


Рис. 3.2. Ізолятори повітряних ліній:

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

Для ліній напругою 35 кВ з дерев'яними опорами і проводами малих перерізів використовують ізолятори ШФ-35. За перерізів проводів понад 50 мм² на лініях напругою 35 кВ застосовують лише підвісні ізолятори. На лініях напругою 35 кВ із середніми і великими перерізами проводів, а також на лініях вищої напруги застосовують підвісні фарфорові ізолятори типу ПФ класів 70, 160, 200 або підвісні скляні типу ПС класів 40, 70, 120, 160, 210, 300. За конструкцією і розмірами підвісні ізолятори, аналогічно до штирьових, мають виконання А, Б, В. На відміну від штрихових ізоляторів, для яких число класу відповідає значенню номінальної напруги в кіловольтах, у підвісних ізоляторів клас ізолятора відповідає мінімальному руйнівальному електромеханічному навантаженню в кілоньютонах (кН).

У позначенні ізоляторів зазначено тип і клас ізолятора, його виконання і номер стандарту (наприклад, ПС70-Д – ізолятор підвісний скляний, руйнівне електромеханічне навантаження 70 кН, конструктивне виконання Д).

На лініях, що проходять у забрудненій атмосфері, використовують ізолятори з підвищеною питомою довжиною шляху стікання (наприклад, ізолятори ПСГ70-А або ПСГ160 з довжиною шляху стікання 400 і 495 мм).

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.

Штиркові ізолятори, як було зазначено вище, закріплюють на опорах за допомогою гаків або штирів. Наприклад, для закріплення штиркових фарфорових і скляних ізоляторів на металевих і дерев'яних траверсах опор повітряних ліній напругою до 1 кВ використовують штирі С-16, С-14, С-12, С-16п, С-14п, Д-16, Д-14, Д-12, Д-16п, Д-14п. У цих позначеннях букви означають: С – стальна траверса, Д – дерев'яна траверса, п – проміжна опора; числа позначають діаметр верхнього кінця штиря в міліметрах.

Підвісні ізолятори в гірляндах з'єднують між собою за допомогою стержня 4 і "шапки" 2 (рис. 3.2), а до траверси прикріплюють лінійною арматурою.

Для приєднання проводів до гірлянди підвісних ізоляторів використовують *затискачі*. До гірлянд, що в нормальному режимі займають вертикальне положення, підвішують підтримуючі затискачі. Провід у затискачі закладається в коритоподібне заглиблення і закріплюється натискними плашками і гвинтовим кріпленням.

До натяжних гірлянд провід кріплять за допомогою натяжних затискачів.

Основні габаритні параметри. Найменші допустимі перерізи (діаметри) проводів у повітряних лініях наведено в [67,68].

У разі перетину з іншими лініями електропередачі відстань між проводами різних ліній має становити не менше 1 м – для ліній низької напруги, 2 м – для ліній напругою 6–10 кВ і 3 м – для ліній

напругою 35 кВ. У разі перетину ліній електропередачі різної напруги відстань між проводами різних ліній вибирають за допустимим значенням для лінії вищої напруги.

Визначаючи відстань між проводами лінії, довжину прольотів, а також габарит лінії, враховують напругу лінії, тип опор і рельєф місцевості. Середні значення цих величин для різних номінальних напруг наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Розміри повітряної лінії електропередач

Напруга лінії, кВ	До 1	6-10	35	110	220	330	500
Довжина прольоту, м	30-50	50-100	150-200	70-250	250-350	300-400	350-450
Відстань між проводами, м	0,2-0,4	0,8-1,5	3-3,5	4-5	5-8	6-12,8	10,5-10,9
Найменша відстань проводу від землі, м	6	6-7	6-7	6-7	7-8	7,5-8	8

Під час проходження повітряної лінії ненаселеною місцевістю габарит лінії беруть, зазвичай, меншим на 1 м від габариту лінії в населеній місцевості. Допускається спільне підвішування проводів лінії високої напруги (до 10 кВ) і лінії низької напруги в одних опорах. Відстань між ними має бути не менш як 1,5 м. Крім того, на лінії високої напруги треба застосовувати підсилене кріплення проводів.

3.2. Спорудження повітряних ліній

Технологічний процес монтажу ліній електропередачі складається з двох частин – *підготовчих робіт*, куди входять ознайомлення з районом проходження траси, розмітка траси, рубка просіки, і *основних будівельно-монтажних робіт* – власне встановлення і монтування опор, ізоляторів, проводів, тросів.

Внаслідок великої протяжності ліній нагляд за їх станом у процесі експлуатації утруднюється. У деяких випадках у разі бездоріжжя огляд лінії можливий лише в певний період. Тому до якості монтажних робіт висувають надзвичайно високі вимоги. Дефекти монтажу можуть призвести до аварії.

Розбиття траси на місцевості і земляні роботи. Щоб забезпечити найбільш економічну схему електропостачання, треба провести глибоку розвідку і підготовку траси. Вибираючи трасу лінії, враховують зручність монтажу і обслуговування, наявність поблизу неї шляхів, зручність під'їзду тощо.

Спочатку вибирають напрямок електричної лінії за картою. При цьому прагнуть зберегти її прямолінійність, уникаючи, проте, прокладання лінії через болота, ліси та інші перешкоди, а також перетину з іншими лініями. Лінії високої напруги не мають проходити через населені пункти. Згідно із законодавством про охорону орних земель, лінії електропередачі слід прокладати на непридатних для оранки землях, уздовж полів. Остаточний напрямок лінії напругою до 10 кВ вибирають безпосередньо на місці.

Якщо лінія проходитиме через лінію зв'язку, залізницю або сильно пересіченою місцевістю, то під час вибору траси треба робити інструментальний обмір. Попередню інструментальну розвідку проводять також під час спорудження ліній електропередачі на вузьких гірських ділянках, під час проходження через населені пункти, на які немає планів великого масштабу, тощо.

Для повітряних ліній напругою понад 35 кВ, а також для ліній напругою понад 10 кВ в особливих випадках, обумовлених у завданні для проектування, як проектування, так і розвідку проводять у дві стадії: попередню – для розробки проектного завдання і остаточну – для складання робочих креслень.

Під час попередньої розвідки вибирають трасу лінії за картою, збирають відомості про перешкоди, яких немає на карті, і погоджують трасу з зацікавленими організаціями. Після цього намічені варіанти уточнюють на місці майбутньої траси.

Під час остаточної розвідки проводять пікетаж лінії – провішування її за заданим напрямком за допомогою теодоліта. На місцевості таке провішування фіксують *пiketами* – кілочками, які забивають у землю через кожні 100 м, а також у місцях повороту

лінії, меж перетину тощо. Відстані вимірюють сталюю мірною стрічкою. Усі пікети нумерують, позначаючи номери на кілочку. Через кожні 1–2 км траси встановлюють *репери* – міцніші, ніж пікети, кілки. Уздовж траси лінії проводять нівелювання місцевості, що дає можливість визначити її рельєф.

Добуті дані наносять на карту і намічають місця встановлення опор. Спочатку визначають місця для анкерних опор – кути, переходи, потім – місця анкерних опор на прямолінійній частині траси. Між анкерними точками, враховуючи розрахунковий прольот для певного типу опори, переріз і матеріал проводу, рельєф місцевості та кліматичні умови, розставляють проміжні опори. Місця встановлення проміжних опор визначають графічно за допомогою шаблонів.

Дані розвідки і розрахунків наносять на *поздовжній* профіль лінії, який складають для електропередач напругою 20 кВ і вище. Для наочності профіль лінії виконують у двох масштабах – за горизонталлю — 1:5000, вертикаллю — 1:500. В окремих випадках для дуже пересіченої місцевості складають *поперечний* профіль лінії.

На рис. 3.3 зображено поздовжній профіль траси повітряної лінії напругою 35 кВ. Зверху показано профіль з нанесенням анкерних і проміжних опор, нижче – позначку нівелювання, а під ними – відстань між точками нівелювання. Ще нижче показано *план траси* (ситуацію) з нанесенням найважливіших пікетів і характеру місцевості, під планом – відстані між нанесеними пікетами, нижче – кути повороту лінії, а ще нижче – довжини прольотів і порядкові номери опор. В останньому рядку наведено позначення на головних пікетах. Першою цифрою позначається кількість сотень метрів, а другою – метрів від початкової анкерної опори. Наприклад, позначення 6+40 означає, що пікет стоїть на відстані 640 м від початкової анкерної опори.

Щоб перенести вибрану за проектом трасу лінії електропередачі на місцевість, виконують *виробничий* пікетаж. Траса лінії має бути вільною від різних споруд, очищеною від кущів і дерев. У лісі в місці проходження траси лінії прорубують просіку. Ширину просіки для повітряних ліній напругою понад 1 кВ за висоти дерев (кущів) до 4 м беруть не меншою за відстань між крайніми проводами лінії плюс 6 м (по 3 м в кожний бік). За висоти дерев понад

[illegible]

Під час проходження траси лінії напругою 6–10 кВ через зелені зони біля населених пунктів, у заповідниках, у парках, ширину просіки беруть на 4 м більшою від відстані між крайніми проводами. У звичайних умовах ширина такої просіки для ліній на опорах з гаками не перевищує 7–8 м, а з траверсами – 9–10 м. У фруктових садах з висотою дерев до 4 м просіку не роблять. Для повітряних ліній напругою до 1 кВ просіку також не вирубують, але відстань від проводів до гілок має бути не менше 1 м.

Для закріплення опор на трасі лінії використовують *фундаменти*. Фундамент сприймає зусилля від дії зовнішніх навантажень на опору і передає їх на землю.

Для дерев'яних опор фундаментом є залізобетонні або дерев'яні приставки (пасинки), що закопуються в землю. Для

металевих опор використовують залізобетонні палі, збірні залізобетонні фундаменти і бетонні або залізобетонні монолітні фундаменти. Залізобетонні опори встановлюють безпосередньо в землю або на спеціальних збірних залізобетонних фундаментах.

На лініях електропередачі напругою до 35 кВ використовують здебільшого одностоякові і А-подібні опори. Центр котлована для одностоякових опор визначають виробничим пікетажем. А-подібні опори встановлюють або на створі лінії (анкерні опори прямолінійної частини лінії, кінцеві опори), або по бісектрисі внутрішнього кута повороту лінії (кутові опори).

Спорудження фундаментів – найтрудомісткіша частина робіт під час спорудження повітряних електричних мереж.

Вручну котлован під опору копають дуже рідко, а саме:

- а) коли обсяг робіт невеликий або траса лінії прокладається в місцях, де не зможуть пройти механізми;
- б) коли лінія проходить територією підприємств і населених пунктів з розвинутою мережею підземних комунікацій;
- в) під час проходження лінії територією саду чи в місцях вирощування цінних культур, де використання машин і механізмів спричинить великі збитки.

Копаючи вручну, для зручності виймання ґрунту в ямі роблять уступи. На прямих ділянках котловани копають уздовж лінії, а на кутових – так, щоб з боку натягу проводів була незрушена стіна. У м'яких і середніх ґрунтах краще користуватися ручним буром. При цьому значно менше виймається землі з ями (до $0,15 \text{ м}^3$ з котловану глибиною 2,5 м). У твердих ґрунтах у разі ручного копання котловану доводиться використовувати лом, а для виймання ґрунту застосовують ківш-лопату.

У разі механізованого копання котлованів під складні опори використовують екскаватори. Якщо підземних стяжок у такої опори немає, то яму копають окремо для кожної ноги. У слабких ґрунтах ями укріплюють залізобетонними плитами.

Складання і встановлення опор. Складання опор може здійснюватись або на пікетах (місце встановлення опор), або централізовано. Якщо складання опор виконується на місці, то стояк, приставку й інші елементи розвозять трасою після того, як будуть встановлені пікети, що показують місця розміщення опор. Для

зручності з'єднання стояка з приставкою використовують переносні інвентарні козли і підкладки, їх невелика маса (козел із двох залізних кутків 35х35 мм і дерев'яна підкладка мають масу 5–6 кг) дозволяють легко переносити їх від опори до опори. Залізобетонну приставку розміщують у підкладку, яка перешкоджає її переверненню, а козли підставляють під верхній кінець стояка. Комель стояка кладуть на приставку і стягують їх бандажем. Спіраль дроту надівають на стояк і приставку, кінець загинають і забивають на глибину 20–25 мм, витки дроту укладають щільно один до другого з рівномірним натягом, вирівнюючи і підбиваючи молотком. Другий кінець дроту підкладають під укладені витки і затягують. Зайвий кусок відрубують. Середину витків розсувають ломом і спеціальним болтом з бандажними фасонними шайбами і гайкою затягують бандаж. Допускається затяжка бандажа закруткою. Для бандажа приймають 12 витків дроту діаметром 4 мм або 10 витків дроту діаметром 5 мм, або 8 витків катанки діаметром 6 мм. Замість бандажа можна використати хомут, при цьому кріплення значно спрощується. Складання дерев'яних опор закінчується встановленням гаків (або траверс) з ізоляторами.

Слід зазначити, що штиркові ізолятори до опор монтують ще на землі. Для нього в дерев'яній опорі буром, діаметр якого дещо менший від діаметра нарізної частини гака, свердлять отвір глибиною не менше 3/4 довжини нарізної частини гака. Для закріплення ізолятора на гак або штир надівають поліетиленові ковпачки. Поліетиленові ковпачки зручні для монтажу і підвищують пробивну напругу ізоляторів на 10–15 кВ.

Складання залізобетонних опор здійснюється з готових деталей заводського виготовлення. Роботу виконують два робітники-електролінійники. Привезений до пікету залізобетонний стояк розвантажують на дерев'яні підкладки, що дає можливість повертати його для огляду і вільно монтувати хомути і траверси. Закріплення деталей виконують згідно з робочим кресленням. Спочатку крейдою позначають місце верхньої траверси, потім встановлюють хомут і на його шпильки надівають траверсу. Гайку наживляють рукою, затягують торцевим ключем і закернують нарізку. Ізолятори закріплюють на штирях, якщо це не було зроблено раніше. Аналогічно встановлюють інші траверси, вузли кріплення

радіомережі, ригелі й інші деталі згідно з кресленням. Для зручності складання деталі опори складають у певному порядку, а стояки – уздовж осі лінії на певній відстані від пікету. Складання опори закінчується монтажем деталей заземлення, маркуванням, гідроізоляцією й пофарбуванням металевих деталей опор.

Встановлення опор повітряних ліній проводять у такій послідовності: а) розставляють потрібні механізми (крани, трактори, лебідки) і такелаж – шарніри, блоки, троси, стріли; б) піднімають та вивіряють опору; в) закріплюють опору так, щоб вона могла витримувати розрахункове навантаження; г) демонтують устаткування й такелаж і переходять на наступний пікет.

Способи піднімання опор залежать здебільшого від їх розмірів і матеріалу. Найчастіше опори встановлюють за допомогою крана. Строп при цьому закріплюють трохи вище від центра ваги опори, щоб вона не перевернулася у разі піднімання, і повертають її так, щоб котлован (або контур фундаменту) був під опорою, а тоді обережно опускають її в котлован (або на фундамент). Потім вивіряють і закріплюють опору, або засипають котлован ґрунтом, який був з нього вибраний, старанно утрамбовуючи кожний шар (завтовшки 150–200 мм). Цей спосіб раціональніший, бо він потребує мінімальних підготовчих робіт і такелажу.

Дерев'яні і залізобетонні опори повітряних ліній здебільшого встановлюють автомобільними кранами. Важкі й складні опори можна встановлювати краном і трактором, або методом нарощування, або вертольотами, або падаючою стрілою, використовуючи лебідку чи трактор. *Падаючою стрілою* називають щоглу, яка піднімається разом з опорою.

Найбільшу продуктивність мають бурильно-кранові машини на автомобільному ході, але машини на гусеничному ході мають кращу прохідність. Промисловість випускає бурильно-кранову машину на гусеничному ході БКМ-2,5/2, яка замінює машину старого типу БКГО-67 тощо. Ця машина змонтована на базі трактора ДТ-75-С4 і використовується для буріння котлованів діаметром до 500 мм, в тому числі і в ґрунтах з сезонним промерзанням на глибину до 1 м, а також для встановлення опор повітряних ліній масою до 2000 кг і довжиною до 13 м. Також широкого застосування мають БКГМ на базі ГАЗ-66 та БМ-205 на базі трактора МТЗ-82.

Під час монтажу опор слід додержуватися правил техніки безпеки. Усі підймальні механізми (лебідки, блоки, поліспасти) щороку оглядають і випробують з реєстрацією у відповідних журналах. Позначення про чергове випробування надписують фарбою, що не змивається, або керном. Перед початком роботи весь такелаж (незалежно від дати останнього випробування) перевіряють. За наявності тріщин, пошкодження тросів або інших елементів такелаж використовувати для роботи забороняється. Перед підніманням треба добре перевірити міцність кріплення тросів, надійність стріл. Перебувати під опорою, стрілою, діючими тросами і в котловані дуже небезпечно. Люди мають перебувати на своїх робочих місцях і бути в полі зору бригадира.

Після піднімання опору негайно закріплюють. Вила-зити на опору до повного її закріплення забороняється.

Розкочування, піднімання і натягування проводів. Провід уздовж лінії розкочують після встановлення опор. Найдоцільніше змотувати провід з барабана, підвішеного на візку, що рухається вздовж траси. Провід при цьому вільно лягає на землю і не пошкоджується. У разі розкочування волочінням можна пошкодити провід, тому алюмінієві і сталесалюмінієві проводи під час волочіння розкочують лише на роликах.

Під час переходу через залізницю, шосе, лінії зв'язку провід розкочують так, щоб він не дотикався до проводів інших ліній і не заважав руху транспорту. Для цього в місцях перехрещування використовують захисні конструкції – козли з натягнутим тросом, на який лягає провід, захисні вишки тощо. Після розкочування проводу через перешкоду його негайно натягують і закріплюють на опорах. У разі перетину з високовольтною лінією провід розкочують лише після вимкнення цієї лінії і накладання захисного заземлення.

Після розкочування кінці проводів з'єднують. Алюмінієві і сталеві багатодротові проводи з'єднують за допомогою овальних обтискних гільз (рис. 3.4а,б) з обтисканням їх спеціальними кліщами. На лініях напругою до 1000 В проводи можна з'єднувати скручуванням з наступним пропаяванням.

Сталесалюмінієві проводи можна з'єднувати овальними гільзами скручуванням. При цьому скручування виконується спеціальними пристроями МИ-190 (за перерізу до 50 мм²

алюмінієвих проводів і до 35 мм^2 сталеалюмінієвих проводів) і МИ-230Л (за перерізів понад 50 мм^2 алюмінієвих проводів, понад 35 мм^2 сталеалюмінієвих проводів, 35 і 50 мм^2 сталених проводів).

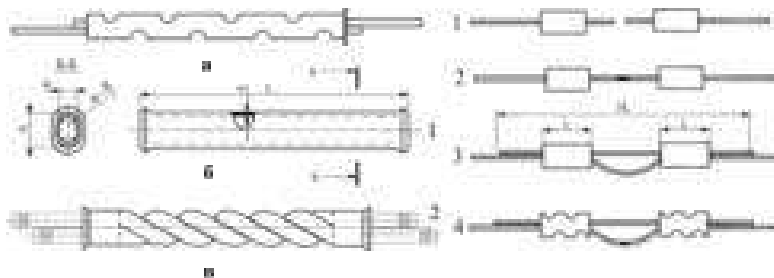


Рис. 3.4. З'єднування проводів:

а, б – овальні обтискні гільзи; в – овальні алюмінієві гільзи; 1–4 – послідовність операцій

Скручування овальних алюмінієвих гільз (рис. 3.4в) необхідно виконувати на чотири оберти, а сталених – на 2–2,5 оберти. Алюмінієві проводи з'єднують гільзами типу СОА, сталеалюмінієві – типу СОАС і сталі – СОС, які виготовляються окремо для кожного перерізу провода.

З'єднання проводів овальними гільзами забезпечує достатню механічну міцність. Проте електричні характеристики такого з'єднання з часом погіршуються, тому його треба періодично перевіряти, заміряючи перехідний опір у місці з'єднання.

Надійний електричний контакт проводів забезпечується термітним зварюванням. При цьому зварюються кінці проводів, з'єднаних овальними обтискними гільзами (рис. 3.4б). Для зварювання кінці алюмінієвих і сталео-алюмінієвих проводів закріплюють у кокіль термітного патрона разом із вкладишем. У разі горіння термітної маси через 1–2 хв після запалювання метал у трубі патрона плавиться і зварює кінці проводів. Щоб розвантажити місце зварювання від механічних зусиль, проводи попередньо з'єднують овальною обтискною гільзою так, щоб кінці їх, пропущені через корпус обтискної гільзи, виступали на довжину, що дорівнює довжині з'єднувача. Після обтиснення з'єднувача кліщами здійснюють термітне зварювання кінців проводів.

З'єднання проводів виконують у прольотах. У прольотах, що перетинають інші лінії, а також під час переходів через дорогу та інші перешкоди з'єднувати проводи не можна.

На опори провід піднімають мотузкою або жердиною. Його спочатку укладають на гаки або спеціальні монтажні ролики. Для забезпечення потрібного габариту лінії, що відповідає певній стрілі провисання проводу, підняті на опори проводи мають бути натягнутими. Розрахункову стрілу провисання визначають за монтажними таблицями або монтажними кривими, що наводяться для різних марок проводів за заданого тягіння залежно від температури повітря і довжини прольоту.

Стрілу провисання проводу позначають на двох рейках, які підвишують на двох сусідніх опорах на висоті закріплення проводів. Монтер розміщується на одній з опор так, щоб рівень ока був на горизонталі, що проходить через нижні позначки на рейках. Натягуючи провід, монтер "візирує" провід і дає команду припинити натягування в момент, коли нижня точка проводу буде на горизонтальній лінії, що з'єднує позначки на рейках.

Проводи різних фаз натягують почергово або за допомогою пристрою, що забезпечує одночасний натяг усіх трьох проводів (рис. 3.5). Натягування здійснюють трактором, автомашиною, іноді – лебідкою або через поліспаст кіньми чи вручну (наприклад, на лініях низької напруги).

На повітряних лініях низької напруги проводи можуть мати різні перерізи (особливо в п'ятипровідній мережі), але стріла провисання для всіх проводів має бути однаковою.

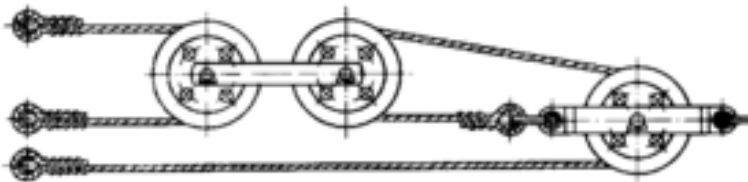


Рис. 3.5. Пристрій для одночасного натягування трьох проводів

Після натягування провід закріплюють на кінцевій анкерній опорі, а потім на ізоляторах усіх інших опор. На проміжних опорах провід закріплюють здебільшого на головках штирьових ізоляторів (іноді – на шийках), а на анкерних (особливо на кутових) – на шийках ізоляторів. Доцільно закріплювати провід із зовнішньої сторони опори, щоб збільшити відстань до неї.

До штирьових ізоляторів провід кріплять дротом (рис. 3.6а,б) або спеціальними затискачами (рис. 3.6в). Дріт має бути з такого самого матеріалу, як і провід, що закріплюється. На кожну в'язку витрачається близько 60 см дроту. Щоб запобігти пошкодженню алюмінієвих проводів, місце в'язки обмотують алюмінієвою стрічкою.

На проміжних опорах міцність в'язки дротом має не перевищувати 1500 Н, щоб запобігти поломці опори у разі обриву проводу. Провід у разі обриву має проковзнути, щоб зменшити натяг і навантаження на опору.

До підвісних ізоляторів проводи кріплять затискачами. Найпоширеніші *глухі, випускові і хиткі* затискачі. Для захисту алюмінієвих і сталевалюмінієвих проводів від пошкодження у випускових затискачах провід у місцях кріплення обмотують алюмінієвою стрічкою товщиною 1 мм або дротом.

Вводи в будинки. *Вводом* називають електропроводку, що з'єднує зовнішню електромережу з внутрішньою, від ізолятора, встановленого на зовнішній стіні (або покрівлі) будинку, до ввідних пристроїв.

Для виконання вводу, використовується ізольований 2-х або 4-х жильний провід СІП перерізом 16 мм. Для кріплення його на стіні будинку просвердлюють 4 – 6 отворів, до яких за допомогою дюбелів та болтів кріпиться настінний гак (наприклад SOT 28.1 – Ensto або GHP 12 – Sicame), до якого закріплюють ізольовані проводи за допомогою затискачів GUKp2 – 4 (Sicame) або SO 157 – 158 (Ensto). Потім, кабель, затягнутий в гофровану трубу підводять до лічильника електроенергії, використовуючи для кріплення на стіні фасадні кронштейни. Провід у гофровану трубу заводять за принципом "знизу догори" і роблять "крюк", щоб вода не потрапляла через трубу до лічильника.

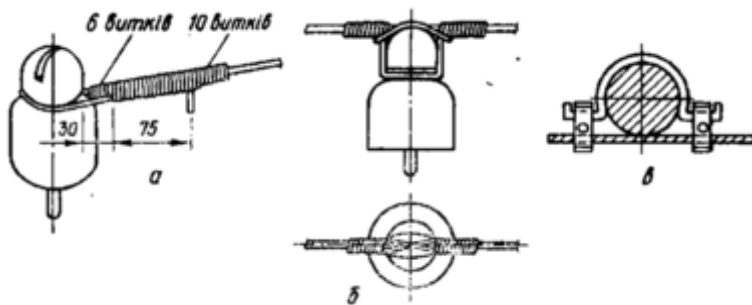


Рис. 3.6. Кріплення проводу до штирьових ізоляторів:

а – анкерне дротом до шийки ізолятора; б – проміжне дротом до головки ізолятора; в – затискачем до шийки ізолятора

На фазних проводах біля опори встановлюють запобіжники (наприклад SE 46.128-5 - Ensto). Проводи відгалуження мають не перетинати проїзну частину вулиці, а висота підвішування має становити не менш як 2,75 м за довжини прольоту відгалуження не більш як 10 м. Якщо ввід роблять у низькі будинки або довжина прольоту більша 25 м, то біля будинку встановлюють додаткову опору з нормальним габаритом лінії. У разі перетину проводом відгалуження проїзної частини вулиці його габарит має становити не менш як 6 м, а над пішохідною доріжкою – 3,5 м.

3.3. Механізація монтажних робіт

Під час монтажу повітряних ліній електропередачі широко використовують різні механізми.

Дерева в смузі траси спилують бензомоторними пилами або ланцюговими електромоторними пилами, що живляться від пересувних електростанцій. За значного обсягу робіт використовують гілкорізи, корчувачі пнів і кушорізи на тракторі, бульдозері і трелювальні трактори.

Опори, проводи, різноманітне устаткування і матеріали до місця монтажу доставляють автомобілями, автокранами, автотранспортом і тракторами.

Механізоване буріння котлованів і встановлення опор виконують за допомогою бурильно-кранових машин.

Монтаж проводів виконують з площадки телескопічної або важільної монтажної вишки. З телескопічної вишки ТВ-23Б виконують монтаж на висоті до 22 м, а з важільної монтажної вишки – до 12 м. Як телескопічна, так і важільна вишки, змонтовані на автомобілі. У робочому положенні труби телескопічної вишки встановлюються прямовисне і розсуваються двигуном автомобіля, а в транспортному (похідному) положенні площадка опускається, труби входять одна в одну (звідси і назва – *телескопічна*) і повертаються в горизонтальне положення. Башта-турель важільної вишки за допомогою двох трубчатих колін, з'єднаних між собою, шарнірно, і гідросистеми може повертатися на 360°. Колиски можуть опускатися нижче від рівня землі (під час монтажу лінії, наприклад, під мостом).

Піднімаються на дерев'яні опори за допомогою верхо-лазних кігтів, а на залізобетонні опори – кігтів-лазів. Підніматися на залізобетонну опору можна також збірною драбиною, що складається з кількох ланок довжиною по 2 м і масою по 2,5 кг кожна. Ланки в міру піднімання закріплюють послідовно на стояку опори.

Найбільш поширеними машинами і механізмами на будівництві повітряних ліній є: а) вантажні автомобілі; б) трактори; в) бульдозери; г) автомобільні крани; д) бурові машини МРК-1А, МРК-3А і МРК-2; е) бурильно-кранові машини БМ-202 і БМ-302 на базі автомобіля ГАЗ-66-02, бурильно-кранові машини БМК-2,5/2 на базі трактора ДТ-75-С4; є) екскаватори; ж) вібровдавлювачі ВВПС-20/11 і ВВПС-20/11У; з) зварювальні агрегати (наприклад ЛСБ-300-2); й) розкочувальні візки для одного і одночасно трьох проводів; і) телескопічна вишка ТВ-26 і ТВ-26Д на автомобілі Зил-157К; ї) опресувальний агрегат ПО-100М.

Всі монтажні роботи із спорудження ліній електро-передачі здійснюють механізовані колони. Вони мають достатню кількість автомобілів і тракторів, буростовпоставів, телескопічних і важільних

вишок, пересувних дизельних електростанцій, пересувних автозварювальних агрегатів, автомайстерень тощо.

3.4. Контроль за якістю електромонтажних робіт

Надійність роботи електроустановки значно залежить від якості монтажних робіт. Монтаж сільських електроустановок ведуть спеціалізовані організації Міністерства палива та енергетики та інших відомств. Будівельно-монтажні трести, механізовані колони, електромонтажні управління організовані за територіальним принципом, мають постійні кваліфіковані кадри спеціалістів, які завчасно ознайомлюються з наступною роботою, з вимогами до якості і строків її виконання. Існує низка спеціальностей (професій) електромонтажників: електромонтер-лінійщик, електромонтажник кабельних мереж, електромонтажник силових мереж і електрообладнання, електромонтажник освітлення і освітлювальних мережах тощо. Така спеціалізація за великих обсягів однотипних робіт допомагає оволодівати знаннями й навичками, необхідними для високоякісної і безпечної роботи. Бригадир є безпосереднім керівником невеликого (6–15 робітників) колективу – бригади, під порядкований майстру або виконробу і відповідає за виконання бригадою роботи високої якості в установленний строк.

Лінія електропередачі до початку здачі в експлуатацію детально перевіряється монтажниками. Необхідно виявити і усунути всі будівельні й монтажні недоробки і дефекти, перевірити відстані до дерев, будівель, інших споруд. На трасі не мають залишатися будівельні й монтажні матеріали.

Приймання електричних мереж в експлуатацію здійснюється згідно з правилами приймання в експлуатацію побудованих електричних мереж напругою 20 кВ і нижче, сільських силових та освітлювальних електроустановок.

До початку роботи державної приймальної комісії треба провести комплексне випробування об'єкта і приймання замовником встановленого обладнання. Комплексне випробування здійснює енергопостачальна організація за рахунок замовника – власника установки.

Для підготовки об'єкта до розгляду державної приймальної комісії власник установки призначає *робочу комісію*. До її складу входять представники замовника (голова комісії), організації, що здає об'єкт (звичайно представник механізованої колони), і тих, хто брав участь у спорудженні, проектної організації, технічної інспекції, ради профспілок і державного пожежного нагляду. В сільській місцевості представника технічної інспекції ради профспілок, державного санітарного нагляду і державного пожежного нагляду в комісію не вводять.

Робоча комісія зобов'язана перевірити відповідність виконаних будівельно-монтажних робіт затвердженому проекту, перевірити випробування обладнання, зробити висновок за результатами комплексного випробування обладнання про готовність об'єкта до експлуатації, перевірити окремі конструкції, вузли і скласти акт приймання і протокол виявлених дефектів, недоробок та невідповідності проекту або іншим нормативним матеріалам.

Робоча комісія має право призначити *спеціалізовані підкомісії* і проводити за потреби додаткові випробування окремих вузлів, конструкцій тощо.

Після ознайомлення з проектними матеріалами та іншою документацією комісія детально перевіряє відповідність проекту траси, типу опор та їх конструкції, довжини прольоту, типів ізоляторів, типу арматури, марки і перерізу проводів, відстані між ними, габариту лінії, влаштування захисту від напруги, вимірює опір заземлення та ізоляції лінії.

Після прийняття об'єкта робочою комісією і ліквідації недоробок об'єкт пред'являють *Державній приймальній комісії* для приймання в експлуатацію.

Державна приймальна комісія призначається не пізніше ніж за 15 днів до введення об'єкта в експлуатацію. Наприклад, в ЗАТ "А.Е.С. Київобленерго", в комісію входять: голова комісії – директор департаменту капітального будівництва, члени комісії: директор з експлуатації департаменту обслуговування мереж, директор з охорони праці, начальник відділу капітального будівництва мереж, начальник районного підрозділу, голова місцевої ради, директор підрядної організації та представник проектної організації.

На підставі огляду об'єкта Державна приймальна комісія складає із зазначенням дефектів, недоробок і невідповідності проекту або іншим нормативним документам і визначає строк їх усунення. Користуючись актами робочої комісії, на підставі огляду й ознайомлення з технічною документацією комісія визначає якість робіт, відповідність їх проекту і готовність вводу в експлуатацію. Якщо на лінії є недоробки, що перешкоджають її нормальній експлуатації або погіршують умови безпеки чи санітарно-гігієнічні умови, то експлуатація її не допускається.

Датою введення в експлуатацію об'єктів вважається дата підписання акта прийому Державною приймальною комісією.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які є опори?
2. Які є засоби продовження строку служби дерев'яних опор?
3. В яких мережах використовують штирьові та підвісні ізолятори?
4. Які найпоширеніші типи ізоляторів?
5. Які найменші перерізи проводів використовують на повітряних лініях?
6. Що називається габаритом лінії?
7. Як споруджують ввід у будинки?
8. На якій висоті підвішують проводи під час введів?
9. Що називається трасою лінії?
10. Як встановлюють опори і які машини використовують для монтажу повітряних ліній?
11. Як виконують монтаж проводів?
12. Який порядок введення повітряної лінії в експлуатацію?

РОЗДІЛ 4

ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ

І ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ

МЕРЕЖАХ

4.1. Загальні відомості про графіки навантаження

Як відомо, генератори в кожний момент мають розвивати таку потужність, яку в сумі мають споживачі, з урахуванням втрат потужності на власні потреби електростанції та підстанцій і втрат потужності в різних елементах електропередачі. Втрати потужності на власні потреби і в мережах становлять відносно невелику і досить рівномірну (сталу) частину загальної потужності. Тому вважають, що характер роботи джерел живлення цілком визначається характером роботи споживачів [67,68].

Режим роботи окремих споживачів та їх груп загалом не залишається сталим, їх потужність змінюється протягом доби, місяця й сезону. Освітлювальне навантаження, наприклад, максимальне у вечірні години, до того ж взимку тривалість його більша, ніж улітку. Змінюється в часі і силове навантаження. Тому навантаження електростанцій або трансформаторних підстанцій, потужність яких визначається сумарною потужністю споживачів, також змінюватиметься.

Характеристику навантаження можна показати графічно. Якщо на осі абсцис відкласти години доби, а на осі ординат – відповідні їм навантаження, то дістанемо криву, яка називається *добовим графіком навантаження* (рис.4.1). З графіка видно, що максимальне навантаження взимку буде між 18 і 20 годинами, а влітку – між 20 і 23 годинами. Узимку максимум навантаження настає раніше і значно більший, ніж улітку; денний зимовий мінімум навантаження також дещо більший.

Розрізняють, крім добових, *тижневі*, *сезонні* й *річні* графіки навантаження. За видом навантаження бувають графіки *активного* і *реактивного* навантаження. На осі ординат можна відкладати навантаження як в одиницях потужності, так і в одиницях струму. Зміну навантаження за часом зображають суцільною плавною кривою або ламаною, що складається з окремих прямих ліній. Найбільш поширені графіки, в яких горизонтальними лініями нанесено середні навантаження за проміжок часу, для якого визначається зміна потужності або струму (наприклад, за годину).

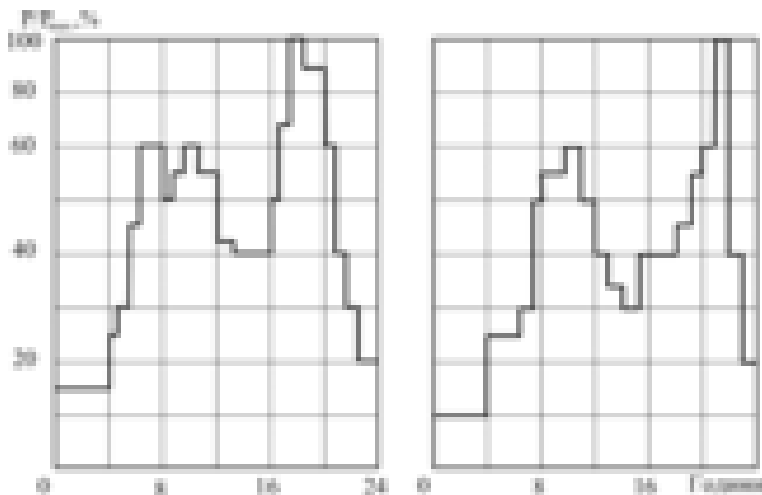


Рис. 4.1. Зимовий (а) і літній (б) добові графіки навантаження групи споживачів

Користуючись графіками навантаження, можна проаналізувати роботу електростанції, підстанції чи окремого споживача, визначити ступінь завантаження агрегатів і можливість найраціональнішого розподілу навантаження між окремими агрегатами.

Аналіз режимів електроспоживання краще виконувати на підставі добових графіків навантаження. Для побудови добових графіків навантаження енергосистеми знімають покази двічі на рік у характерні дні, зазвичай, в третій декадах червня і грудня для активного і реактивного навантаження.

За даними добових графіків навантаження зими і літа можна побудувати річний графік за тривалістю. Для цього визначають спочатку тривалість сезону (річну кількість днів поділяють на зимовий і літній періоди: для зимового періоду можна прийняти 200 днів, а для літнього – 165). Потім, визначивши загальну добову тривалість певного навантаження, наприклад максимального, і, перемноживши це число годин на кількість днів сезону, визначають тривалість цього навантаження протягом сезону в годинах. Такі розрахунки повторюють для кожного наступного спадного

навантаження. Дані розрахунків переносять на графік, в якому на осі ординат послідовно в спадному порядку проставляють навантаження, а на осі абсцис – їх тривалість у годинах. Підсумовуючи абсциси літнього і зимового графіків для однакових навантажень, визначають тривалість навантаження за рік. Такий графік називається *річним графіком за тривалістю* (рис. 4.2).

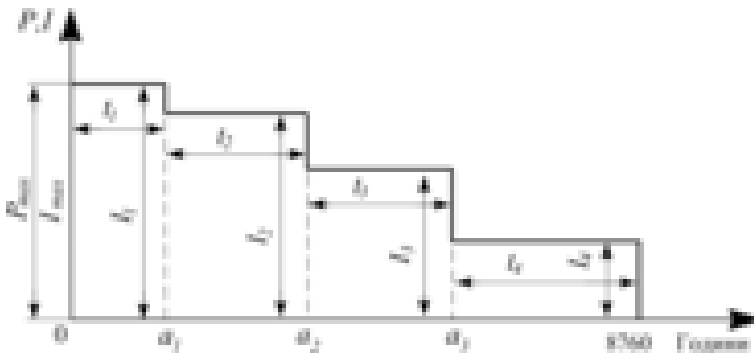


Рис. 4.2. Річний графік навантаження за тривалістю

Іншою формою річного навантаження є *річний графік максимумів навантаження*. У ньому на осі абсцис відкладають дні року або місяці в календарному порядку, а на осі ординат – відповідно максимальні навантаження. Для цього графіка характерні спад у літні місяці (зменшується освітлювальне навантаження) і збільшення наприкінці року, зумовлені приєднанням нових споживачів.

Річні графіки потрібні для визначення належної кількості палива на теплових електростанціях, раціонального розподілу навантаження між генераторами або електростанціями, які працюють паралельно.

Режими електроспоживання характеризуються низкою показників, найважливіші з яких: коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження, кількість годин використання максимального навантаження, відношення нічного й денного мінімумів навантаження до вечірнього максимуму навантаження.

На підставі графіків навантаження можна визначити коефіцієнти, що характеризують роботу, економічність і деякі інші показники електроустановки.

1. Середньодобова і середньорічна потужність:

$$P_{cp} = \frac{W}{t}, \quad (4.1)$$

де W – кількість електроенергії, витраченої за t годин роботи електроустановки.

Її визначають як площу графіка, обмежену координатами потужності і часу та кривою графіка за t годин (див. рис. 4.2).

2. Кількість годин використання максимуму навантаження:

$$T_{max} = \frac{W}{P_{max}}, \quad (4.2)$$

де P_{max} – максимальне навантаження за певний період.

3. Коефіцієнт заповнення графіка навантаження (коефіцієнт завантаження):

$$k_{зан} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}. \quad (4.3)$$

Цей коефіцієнт називають ще *коефіцієнтом рівномірності навантаження*. Треба прагнути до максимального збільшення коефіцієнта рівномірності, тому що при цьому краще використовуються генератори і трансформатори, більше виробляється електроенергії, а отже, знижується її собівартість.

4. Коефіцієнт резерву:

$$k_{рез} = \frac{P_{уст}}{P_{max}}, \quad (4.4)$$

де $P_{уст}$ – установлена потужність установки.

Коефіцієнт резерву майже завжди більший за одиницю і залежить від призначення та важливості установки.

Бувають випадки, коли $k_{рез} < 1$. Наприклад під час роботи окремого трансформатора КТП відповідно до ГОСТ допускається аварійне перевантаження на 30% більше номінального струму протягом 3 год за добу, якщо попереднє навантаження було не

більше 70% номінального. При цьому коефіцієнт резерву буде меншим від одиниці, тобто поняття резерву втрачає своє значення.

5. Коефіцієнт попиту:

$$k_n = \frac{P_{max}}{P_{уст}} = \frac{I}{k_{рез}}. \quad (4.5)$$

Коефіцієнт попиту використовується під час визначення максимального навантаження. Ним ураховують одночасні роботи (k_o), коефіцієнт завантаження (k_z) і середній к.к.д. споживачів (η).

Оскільки:

$$P_{max} = P_{уст} \frac{k_o k_z}{\eta}, \quad (4.6)$$

$$P_{max} = P_{уст} k_n, \quad (4.7)$$

маємо:

$$k_n = \frac{k_o k_z}{\eta}. \quad (4.8)$$

Коефіцієнт попиту менший від одиниці. Для внутрішнього освітлення беруть $k_n = 0,4-0,8$, а для силового навантаження – $k_n = 0,2-0,7$.

Слід мати на увазі, що під час визначення максимального навантаження групи робочих електроприймачів необхідно враховувати коефіцієнт участі в максимумі:

$$k_{\Sigma} = \frac{P_{max\Sigma}}{\Sigma P_{max}},$$

де $P_{max\Sigma}$ – максимальне навантаження групи робочих електроприймачів;

ΣP_{max} – сума максимумів окремих робочих електроприймачів.

Зміна навантаження електростанції і підстанцій протягом доби завжди більш рівномірна, ніж для окремих груп споживачів. Чим

різноманітніші навантаження споживачів, тим більш рівномірний режим роботи (а отже, і графік навантаження) джерела живлення, тим повніше і рівномірніше використовуються агрегати, тим вищі економічні показники роботи електроустановок.

Поряд з регулюванням добових графіків навантаження, велике значення мають заходи щодо зниження піків навантаження. Споживання електроенергії в сільському господарстві має різко виявлений піковий характер, що помітно впливає на зростання абсолютних і відносних піків навантаження електростанцій і підстанцій. Регулюючи добові графіки навантаження, треба перевести енергоємних споживачів, які працюють періодично (млини, пилорами, електротеплові установки, що працюють за принципом акумулювання теплоти), з годин максимуму на інші години доби. Економічна зацікавленість підприємств у перенесенні навантаження стимулюється системою різних чинних тарифів на електроенергію.

4.2. Обчислення втрат електроенергії в проводах і трансформаторах

За добовими і річними навантаженнями легко визначити кількість енергії, що витрачається під час роботи електроустановки за добу чи за рік. Якби потужність установки не змінювалася, то кількість енергії W , що витрачається за час t , становила б:

$$W = Pt. \quad (4.9)$$

Але, оскільки навантаження весь час змінюється, то:

$$W = P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + \dots + P_n t_n, \quad (4.10)$$

де $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ – навантаження протягом відповідних проміжків часу $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$.

Для зручності розрахунків графік зображують ступінчастим, беручи ординату ступеня такою, що дорівнює середній потужності за проміжком часу ступеня.

Рівняння (4.10) можна записати в інтегральній формі:

$$W = \int_0^t P dt \cdot \quad (4.11)$$

Інтегрування за рівнянням (4.11) ускладнюється, бо рівняння зміни навантаження за часом $P=f(t)$ математично записати важко.

Якщо графік навантаження відсутній, то енергію можна обчислити за максимальним навантаженням P_{max} і кількістю годин використання максимуму навантаження T_{max} .

Під *тривалістю використання максимуму навантаження* T_{max} розуміють кількість годин роботи електроустановки, протягом яких установка, працюючи з максимальним навантаженням P_{max} , мала б таку витрату енергії, яку вона має під час роботи за дійсним графіком.

Визначення T_{max} можна пояснити на графіку. Нехай графік (рис. 4.3) буде дійсним річним графіком навантаження за тривалістю. Тоді енергія, що витрачається за рік, визначається площею $OABC$. Побудуємо прямокутник $OABC$, в якого одна із сторін є P_{max} , а площа дорівнює площі $OABC$. Друга сторона – T_{max} – показуватиме кількість годин використання максимуму навантаження. Відповідно до рисунка можна записати:

$$W = P_{max} T_{max} \cdot \quad (4.12)$$

У рівняннях (4.11) і (4.12) ліві частини однакові, тому:

$$P_{max} T_{max} = \int_0^t P dt \cdot \quad (4.13)$$

Звідки:

$$T_{max} = \frac{\int_0^t P dt}{P_{max}}. \quad (4.14)$$

тобто, T_{max} визначається відношенням площі, обмеженої дійсним графіком навантаження, до ординати, яка відповідає найбільшій потужності навантаження P_{max} .

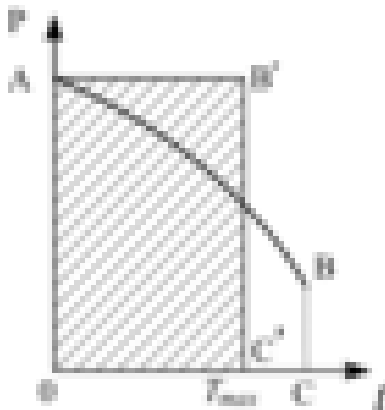


Рис. 4.3. До визначення часу використання потужності

Підставивши рівняння (4.10) в рівняння (4.12), дістанемо:

$$T_{max} = \frac{W = P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + \dots + P_n t_n}{P_{max}}.$$

На підставі статистичних даних можна назвати межі T_{max} протягом року для окремих груп споживачів: внутрішнє освітлення і побутові прилади – 2000–3000 год, сільськогосподарські і однозмінні промислові підприємства – 1500–2200 год., підприємства, що працюють у дві зміни – 3000–5000 год., у три зміни – 5000–7000 годин.

Для повної характеристики навантаження можна аналогічно проаналізувати графік реактивної потужності. Проектуючи реактивну потужність, ураховують наближено. При цьому

користуються коефіцієнтом потужності ($\cos\varphi$), значення якого беруть незмінним.

Під час проходження електричного струму проводами, кабелями, обмотками трансформаторів та іншими апаратами частина потужності втрачається на їх нагрівання. Щоб компенсувати ці втрати, треба збільшувати потужність джерела живлення, що пов'язано з витратами палива і додатковими капіталовкладеннями.

Втрати потужності і енергії можна зменшити, збільшивши переріз проводів, але це призведе до збільшення затрат металу для спорудження електричних мереж, виготовлення трансформаторів тощо. Тому, проектуючи електричні мережі, крім вартості проводів, слід урахувувати вартість втраченої електроенергії.

Оскільки втрачена енергія іде на нагрівання, за законом Джоуля-Ленца у системі одиниць СІ можна записати:

$$\Delta W = Q_i = I^2 R t = \Delta P t, \quad (4.15)$$

де ΔW – втрата електроенергії, кВт·год;

ΔP – втрата потужності, яка протягом часу t не змінюється, кВт.

Рівняння (4.15) справедливе лише тоді, коли навантаження не змінюється.

Втрати потужності й енергії в лінії пропорційні квадрату струму, що нею проходить.

Оскільки:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos\varphi}, \quad (4.16)$$

то беручи напругу і коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ незмінними, можна вважати, що втрати потужності й енергії в лінії пропорційні квадрату потужності, яка передається лінією.

Якби потужність протягом часу t не змінювалася, то втрата енергії:

$$\Delta W = \left(\frac{P}{\sqrt{3} U \cos\varphi} \right)^2 \cdot R t, \quad (4.17)$$

а втрата потужності:

$$\Delta P = \left(\frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi} \right)^2 \cdot R \cdot$$

Проте навантаження безперервно змінюється як протягом доби, так і протягом окремих сезонів залежно від режиму роботи споживачів. Для обчислення втрати енергії в лінії із змінним навантаженням можна використати графіки навантаження.

Користуючись річним графіком за тривалістю, можна побудувати графік тривалості квадрата навантаження (рис. 4.4). Для цього навантаження, що відповідає певному часу, треба піднести до квадрата і відкласти на осі ординат.

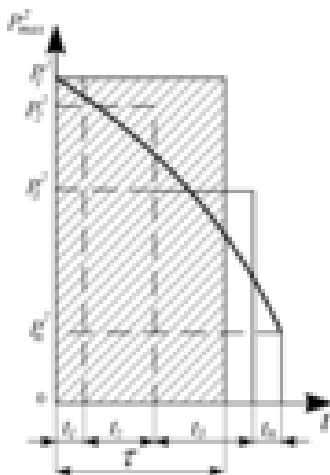


Рис. 4.4. До визначення часу втрати електроенергії

Площа, обмежена цим графіком і осями координат, пропорційна втраті енергії в лінії:

$$\Delta W = (P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + P_3^2 t_3 + \dots + P_n^2 t_n) \frac{R}{(\sqrt{3}U \cos \varphi)^2} \cdot \quad (4.18)$$

За безмежно великої кількості ступенів часу рівняння (4.18) можна записати в інтегральній формі:

$$\Delta W = \frac{R}{(\sqrt{3}U \cos \varphi)^2} \int_0^t P^2 dt. \quad (4.19)$$

Як і у попередньому випадку, побудуємо прямокутник з висотою, що дорівнює квадрату максимального навантаження P_{max}^2 , і площею, що дорівнює площі, обмеженій графіком і осями (рис. 4.4, б). За побудовою:

$$\Delta W = \frac{R}{(\sqrt{3}U \cos \varphi)^2} P_{max}^2 \cdot \tau. \quad (4.20)$$

Абсциса τ називається *часом витрат* і означає такий проміжок часу, протягом якого під час проходження лінією максимального навантаження P_{max} втрати енергії дорівнювали б дійсним втратам за рік у разі роботи електроустановки за дійсним графіком навантаження.

Підставивши рівняння (4.18) у формулу (4.20), матимемо:

$$P_{max}^2 \cdot \tau = (P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + P_3^2 t_3 + \dots + P_n^2 t_n), \quad (4.21)$$

звідки:

$$\tau = \frac{(P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + P_3^2 t_3 + \dots + P_n^2 t_n)}{P_{max}^2}.$$

Аналогічно з рівнянь 4.19 і 4.20 отримаємо:

$$\tau = \frac{\int_0^t P^2 dt}{P_{max}^2}. \quad (4.22)$$

Час втрат τ знаходять з рівнянь (4.21) або (4.22) на підставі графіків навантаження. Якщо графіків навантаження немає, то час втрат τ визначають за графіком залежно від тривалості використання

найбільшого навантаження T_{max} (рис. 4.5), побудованим для промислового навантаження за теоретичними кривими зміни потужності. Для сільських мереж вони можуть бути використані лише для попереднього оцінювання втрати енергії.

У практичних розрахунках можна користуватися рівнянням:

$$\tau = 0,69T_{max} - 584 . \quad (4.23)$$

Це рівняння складене на підставі аналізу великої кількості графіків навантаження сільських споживачів і може бути використане за зміни T_{max} в межах 2500–4400 год/рік. Аналіз кривих (рис. 4.5) показує, що з підвищенням коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ для заданих T_{max} час втрат зменшується, а з рівнянь (4.19) і (4.20) видно, що втрати потужності енергії обернено пропорційні квадрату коефіцієнта потужності $\cos\varphi$:

$$\Delta W = \Delta P = \frac{D}{\cos^2 \varphi} , \quad (4.24)$$

де D – відповідний множник.

Втрати потужності в лінії можна обчислити для певного моменту навантаження. Навантаження лінії можна визначити не потужністю, а розрахунковим струмом. Тоді, втрати активної потужності в лініях трифазного струму (кВт), дорівнюють:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} , \quad (4.25)$$

де I – розрахунковий струм певної ділянки в лінії в певний проміжок часу, А;

$R_{\text{л}}$ – активний опір цієї ділянки лінії, Ом.

Відповідно втрати реактивної потужності (квар):

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3I^2 X_{\text{л}} \cdot 10^{-3} , \quad (4.26)$$

де $X_{\text{л}}$ – реактивний опір певної ділянки лінії, Ом.

Іноді втрати потужності в лінії визначають у відсотках розрахункової потужності:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100. \quad (4.27)$$

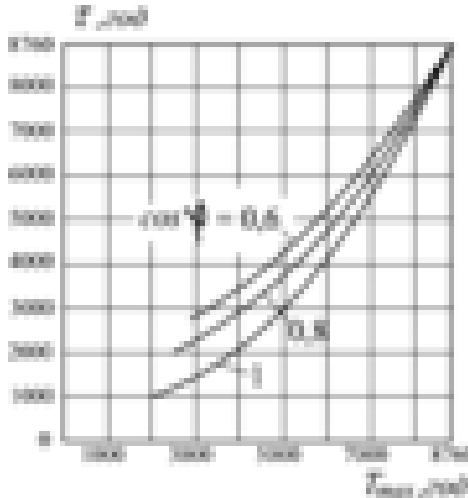


Рис. 4.5. Залежність $\tau = f(T)$ за різних $\cos\varphi$

Втрати активної потужності в трансформаторах визначаються постійними втратами в сталі ΔP_x (втрати холостого ходу) і втратами в обмотках трансформатора ΔP_k (втрати короткого замикання).

Втрати ΔP_x не залежать від струму навантаження, вони викликають нагрівання сталюого магнітопроводу у разі перемагнічування і вихровими струмами. Втрати ΔP_k залежать від струму навантаження і викликають нагрівання обмоток трансформатора, вони визначаються опором обмоток і струмом навантаження.

За номінальної потужності:

$$\Delta P_k = 3I_{\text{ном}}^2 R_T 10^{-3}, \quad (4.28)$$

а за довільної потужності:

$$\Delta P = 3I^2 R_T \cdot 10^{-3}, \quad (4.29)$$

Поділивши рівняння (4.29) на рівняння (4.28), матимемо:

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_K} = \left(\frac{I}{I_{ном}} \right)^2, \quad (4.30)$$

звідки:

$$\Delta P = \Delta P_K \left(\frac{I}{I_{ном}} \right)^2, \quad (4.31)$$

Якщо в рівняння (4.31) підставити $I = \frac{S}{\sqrt{3}U}$, а $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U}$, то

матимемо:

$$\Delta P = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2. \quad (4.32)$$

Відношення струмів або потужностей у рівняннях (4.30)–(4.32) визначає коефіцієнт завантаження трансформатора β .

Отже, повна втрата активної потужності в трансформаторі (кВт):

$$\Delta P_T = (\Delta P_X + \beta^2 \Delta P_K). \quad (4.33)$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторі складаються з втрат на намагнічування ΔQ_μ , які практично не залежать від навантаження, і реактивних втрат потужності в обмотці ΔQ_P :

$$\Delta Q_T = \Delta Q_\mu + \beta^2 \Delta Q_P. \quad (4.34)$$

Значення ΔP_X і ΔP_K наведено в каталожних даних трансформаторів.

Втрату реактивної потужності на намагнічування (квар) можна обчислити за рівнянням:

$$\Delta Q_m \cong \frac{I_x S_{ном}}{100}, \quad (4.35)$$

де I_x – струм холостого ходу трансформатора, %;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Втрата реактивної потужності в обмотках, зумовлена потоками розсіювання, залежить від навантаження. За номінальної потужності трансформатора:

$$\Delta Q_p \cong \frac{U_K S_{ном}}{100}, \quad (4.36)$$

де ΔQ_p – втрата реактивної потужності на розсіювання за номінальної потужності трансформатора, квар;

U_K – напруга короткого замикання, %.

Значення I_x і U_K у відсотках наводяться в технічних характеристиках трансформаторів.

Втрати електроенергії в трансформаторах визначають за втратами потужності як суму втрат у сталі і обмотках:

$$\Delta W_t = \Delta P_x t + \Delta P_K \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.37)$$

де ΔW_t – сумарні активні втрати електроенергії в трансформаторі, кВт·год;

ΔP_x – втрати потужності холостого ходу трансформатора, кВт;

t – тривалість ввімкнення під навантаження трансформатора, год;

ΔP_K – втрати потужності короткого замикання, кВт;

S_{max} – максимальне навантаження трансформатора, кВ·А;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

τ – час втрат електроенергії, год.

4.3. Економічна густина струму в провідниках

Вартість передачі електроенергії визначається вартістю втрат енергії в проводах, відрахуваннями від капітальних затрат і вартістю обслуговування. Остання визначається витратами експлуатаційної організації і залежить від загального кілометражу ліній та кількості підстанцій.

Відрахування від капітальних затрат (відрахування на амортизацію, витрати на поточний ремонт) $(b_a + b_{пр}) \cdot K/100$ із збільшенням перерізу проводів збільшуються, бо збільшується їх загальна вартість (капіталовкладення), а вартість втрат енергії $\alpha \Delta A$ (де α – вартість одиниці електроенергії) зменшується (рис. 4.6).

Якщо скласти ординати $(b_a + b_{пр}) \cdot K/100$ і $\alpha \Delta A$ (відрахування від капіталовкладень і вартість втраченої електроенергії), то дістанемо криву 3–О – вартість передачі електроенергії без урахування обслуговування.

Крива 3–О має мінімум, який відповідає найвигіднішому або, як його називають, *найекономічнішому перерізу проводів* $F_{ек}$.

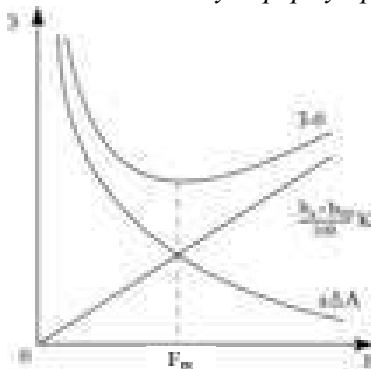


Рис. 4.6. Залежність вартості ліній електропередачі від площі перерізу проводів

Для кожної лінії можна побудувати аналогічні криві і визна-

чити економічний переріз проводів. Проте, на практиці ведуть розрахунки простіше. Правилами влаштування електроустановок передбачені значення економічної густини струму $j_{ЕК}$, що відповідають економічним перерізам проводів з різних металів за різної тривалості використання максимуму навантаження (табл. 4.1).

Таблиця 4.1

Економічна густина струму, А/мм²

Провідники	Тривалість використання максимуму навантаження, год/рік		
	1000...3000	3000...5000	Понад 5000
1	2	3	4
Голі проводи і шини:			
Мідні	2,5	2,1	1,8
Алюмінієві	1,3	1,1	1,0

Кабелі з паперовою і проводи з гумовою і полівінілхлоридною ізоляцією і жилами:			
Мідними	3,0	2,5	2,0
Алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою або пластмасовою ізоляцією і жилами:			
Мідними	3,5	3,1	2,7
Алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

Звідси:

$$F_{ЕК} = \frac{I}{j_{ЕК}}. \quad (4.38)$$

Якщо вибирається провід одного перерізу вздовж лінії, але з різними навантаженнями на окремих її ділянках, то спочатку знаходять поправковий коефіцієнт на економічну густину струму початкової ділянки k_y за формулою:

$$k_y = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_n^2 l_n}}, \quad (4.39)$$

де I_1, I_2, \dots, I_n – струмові навантаження окремих ділянок лінії,

А;

l_1, l_2, \dots, l_n – довжина цих ділянок, км;

L – повна довжина лінії, км;

n – кількість ділянок лінії.

Якщо коефіцієнт потужності для всіх ділянок однаковий, то в формулу (4.39) замість струмів можна підставити значення активних потужностей P_1, P_2, \dots, P_n .

Значення економічної густини струму з урахуванням поплавкового коефіцієнта зведене до навантаження першої ділянки:

$$j_{EK1} = j_{EK} k_y, \quad (4.40)$$

де j_{EK} – нормативна економічна густина струму за табл.

4.1. Економічний переріз проводу магістралі визначається за струмовим навантаженням першої ділянки:

$$F_{EK} = \frac{I_1}{j_{EK1}}. \quad (4.41)$$

Спорудження лінії з однаковим перерізом зручніше, але втрати потужності і витрата металу при цьому дещо більші, ніж за ступінчастого вибору перерізу проводів.

ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ

Задача 3. Споживча трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ потужністю 250 кВ·А з максимальним навантаженням 190 кВт і коефіцієнтом потужності $\cos\varphi=0,87$ живиться від мережі напругою 10 кВ з довжиною лінії 14 км. Лінія електропередачі напругою 10 кВ виконана проводом АС25. Споживання електроенергії від підстанції $W=665 \cdot 10^3$ кВт·год за рік. Визначити втрату електроенергії в трансформаторі та лінії електропередачі напругою 10 кВ за рік.

Розв'язок

Записуємо каталожні дані трансформатора: втрати короткого замикання $\Delta P_k = 3,7$ кВт, втрати холостого ходу $\Delta P_x = 0,82$ кВт. Активний опір проводу АС25 $r_o = 1,176$ Ом/км.

Тривалість використання максимального навантаження:

$$T_{max} = \frac{W}{P_{max}} = \frac{665 \cdot 10^3}{190} = 3500 \text{ год/рік.}$$

Використавши рівняння (4.23), визначимо час втрат електроенергії:

$$\tau = 0,69 T_{max} - 584 = 0,69 \cdot 3500 - 584 = 1830 \text{ год/рік.}$$

Річні втрати електроенергії в трансформаторі:

$$\Delta W_T = \Delta P_x t + \Delta P_K \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau = 0,82 \cdot 8760 + 3,7 \cdot \left(\frac{190}{0,87 \cdot 250} \right)^2 \cdot 1830 = 12370 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Загальний активний опір лінії електропередачі напругою 10 кВ:

$$R = r_o l = 1,176 \cdot 14 = 16,5 \text{ Ом.}$$

Річні втрати електроенергії в лінії за рівнянням (4.20):

$$\Delta W_{л} = \frac{R}{(\sqrt{3} U \cos \varphi)^2} P_{max}^2 \tau \cdot 10^{-3} = \frac{16,5}{(\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,87)^2} \cdot 190^2 \cdot 1830 = 4,85 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Загальні втрати електроенергії:

$$\Delta W = \Delta W_T + \Delta W_{л} = 12,37 \cdot 10^3 + 4,85 \cdot 10^3 = 17,22 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год} (2,6\%).$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які є графіки навантаження?
2. Якими показниками характеризується економічність електроустановок?
3. Що таке тривалість використання максимуму навантаження?
4. Що називається часом втрат?

5. Як визначається переріз проводу за економічною ігустиною струму?

РОЗДІЛ 5

ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМИХ ВТРАТ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

5.1. Вплив відхилень напруги на роботу споживачів електроенергії. Допустимі відхилення напруги

Найефективніше споживачі електричної енергії працюють за номінальної напруги. Проте забезпечити подавання номінальної напруги до всіх споживачів практично неможливо. Всякий провідник має певний опір, тому проходження струму електричною мережею пов'язане з втратами напруги. Ці втрати напруги не залишаються сталими. Зміна як активного, так і реактивного навантаження, вимикання окремих споживачів та деякі інші фактори спричиняють зміну втрат напруги в мережі, а тим самим – і зміну напруги на затискачах електроспоживачів. Ці зміни можуть бути швидкими і короткочасними (наприклад, у разі пуску короткозамкнених електродвигунів) або повільними і тривалими (у разі поступової зміни навантаження і плавного регулювання напруги) [67,68].

Різниця між дійсною напругою, що подається до електроспоживача чи певної точки електромережі (за сталої напруги або плавної і повільної її зміни), і номінальною напругою називається *відхиленням напруги*. Під час розподілу навантаження вздовж магістралі відхилення напруги в різних точках магістралі буде різним (рис. 5.1). На початку магістралі (точка а) напруга найбільша, а в кінці (точка с) – найменша.

Відхилення напруги для точки а:

$$V_a = U_a - U_{ном} , \quad (5.1)$$

для точки с:

$$V_c = U_c - U_{ном} . \quad (5.2)$$

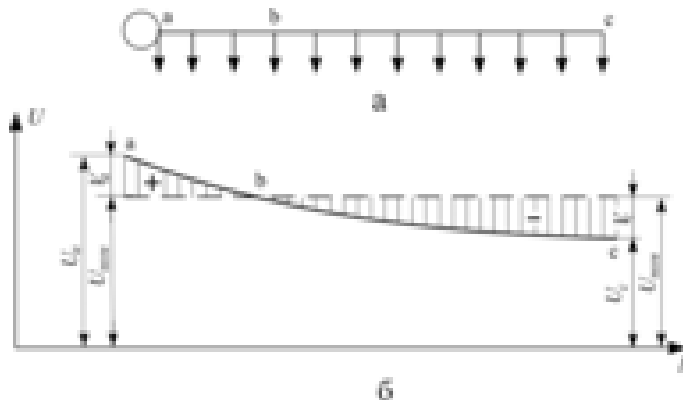


Рис. 5.1. Графік розподілу напруги вздовж ліній з рівномірним навантаженням:

а – схема електромережі; б – розподіл напруги

Номінальна напруга буде лише в точці б у всіх точках: ліворуч від точки б відхилення напруги додатне, в точках, розміщених праворуч від точки б – від'ємне.

Найчутливіші до зміни напруги лампи розжарювання. За зміни напруги лише на 1% потужність цих ламп змінюється на 1,5%, світловий потік – на 3,5, світлова віддача – на 1,8, строк служби – на 13%. Якщо напруга на лампі розжарювання більша від номінальної на 10%, то строк служби її зменшиться в 4 рази, а за зменшення напруги на 10% світловий потік зменшиться до 67% номінального.

Люмінесцентні лампи менш чутливі до зміни напруги. На кожний 1% зміни напруги їх світловий потік також змінюється на 1%, а світлова віддача – на 0,5%. Проте за напруги, меншої від номінальної на 6–7%, ці лампи не загораються, а за напруги, більшої на 6–7% за номінальну, перегріваються дроселі та інша допоміжна апаратура.

Нагрівальні прилади у разі зміни напруги змінюють свою потужність пропорційно квадрату напруги.

Значне відхилення напруги в силових електромережах може призвести до браку у виробництві і прискореного спрацювання двигунів. Крім того, зниження напруги веде до зменшення потужності електродвигунів. Момент обертання електродвигунів

пропорційний квадрату напруги. За напруги, наприклад, що дорівнює 90% номінальної, момент обертання становитиме 81% номінального.

Напруга (відхилення напруги) у споживачів значною мірою залежить від втрати напруги в елементах електричних мереж. Рівень напруги можна дещо збільшити, підвищивши напругу джерела живлення, але за зміни навантажень коливання напруги джерела буде досить великим, а отже, будуть значними і відхилення напруги в споживачів. Крім цього, умови роботи електроізоляції допускають відхилення напруги в установках напругою до 220 кВ не більше 15%, напругою 330 кВ – не більше 10%, з вищими напругами – не більше 5%.

Зменшити коливання напруги можна також, збільшивши переріз проводів, але це веде до значного збільшення витрат металу. Техніко-економічні розрахунки показують, що підтримувати рівень напруги в заданих межах доцільніше регулюванням напруги. Регулювання напруги поліпшує режим напруги у споживачів, підвищує якість електроенергії, що поставляється споживачам, збільшує допустиму втрату напруги в мережі, дає змогу зменшувати переріз проводів.

Проектуючи електричні мережі, вибирають засоби регулювання, межі і ступені регулювання, місця встановлення регуляторів, а також систему автоматизації регулювання напруги.

Напругу електричної мережі можна регулювати:

- а) зміною напруги на затискачах генератора;
- б) зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів і автотрансформаторів;
- в) застосуванням статичних конденсаторів і синхронних компенсаторів.

Найбільш поширеним є централізоване регулювання напруги на шинах підстанцій, до яких приєднано декілька ліній. Якщо таке регулювання не забезпечує належного рівня напруги у деяких груп споживачів (за різних графіків навантаження, великій довжині лінії або підвищених вимогах до якості напруги), то його доповнюють місцевим регулюванням напруги.

Відповідно до міждержавного ГОСТ 13109-97 нормальне відхилення напруги у споживачів електроенергії допускається в межах +5%. Максимальне відхилення допускається $\pm 10\%$.

Оскільки втрата напруги в електричних мережах значною мірою впливає на відхилення напруги у споживачів, проектувати і споруджувати електричні мережі треба так, щоб відхилення напруги у споживачів не виходило за допустимі значення.

Відніmemo від рівняння (5.1) рівняння (5.2):

$$V_a - V_c = U_a - U_c = \Delta U_{ac}. \quad (5.3)$$

Отже, втрата напруги дорівнює різниці між відхиленнями напруги на початку і в кінці ділянки. Максимальна втрата напруги в лінії буде за максимального навантаження.

На рис. 5.2 показано зміну відхилення напруги за максимального і мінімального навантажень. На шинах 10 кВ живильної ПС підтримується стала напруга з відхиленням +2% номінальної. У разі втрати в лінії напругою 10 кВ у режимі максимального навантаження 4% напруги відхилення її на ввіді споживчої підстанції ТП становитиме – 2%. Трансформатори для компенсації втрати напруги в обмотках у разі навантаження мають сталу нерегульовану надбавку +5%. Крім того, силові трансформатори мають і регульовану надбавку (в звичайних трансформаторів $\pm 2 \times 2,5\%$). Отже, беручи регульовану надбавку +0% (разом із сталою +5%), матимемо відхилення напруги на трансформаторі ТП +3%. У разі втрати напруги в обмотках трансформаторів 4% на виході споживчої підстанції ТП матимемо відхилення напруги – 1%. Якщо втрата напруги в лінії 0,38 кВ становить 4%, то відхилення напруги у найвіддаленішого споживача буде 5%.

Якщо мінімальне навантаження взяти в 4 рази меншим за максимальне, то втрата напруги в лініях і трансформаторах буде у 4 рази меншою від втрати напруги за максимального навантаження. На рис. 5.2 пунктирною лінією показано зміну відхилень напруги в режимі мінімального навантаження. Найбільше зниження напруги буде в режимі максимального навантаження у найвіддаленішого споживача (b), а максимальне підвищення напруги – в режимі мінімального навантаження

у найближчого споживача (а). Тому межу відхилення напруги -5% відносять до найвіддаленішого споживача (b) в режимі максимального навантаження, а $+5\%$ – для найближчого споживача (а) в режимі мінімального навантаження.

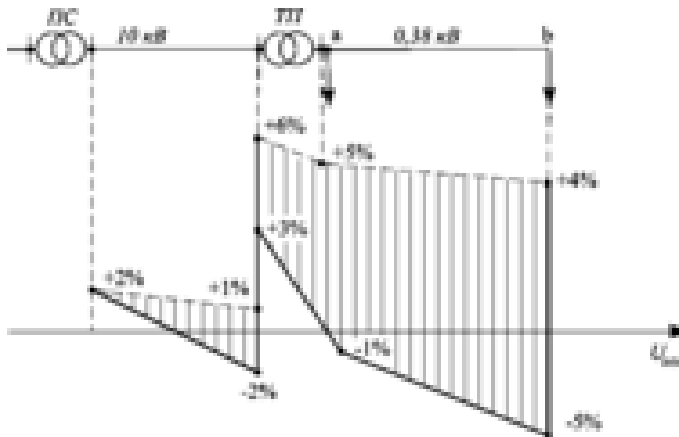


Рис. 5.2. Відхилення напруги в електромережі за максимального (суцільна лінія) і мінімального (пунктирна лінія) навантаження

Статистика показує, що мінімальне навантаження в електричних мережах, які живлять багатьох споживачів, становить не менш як 25% максимального, тобто:

$$S_{min} \geq 0,25 S_{max} . \quad (5.4)$$

5.2. Вплив окремих елементів електричної мережі на відхилення напруги

Генератори. На сучасних електростанціях усі генератори працюють з регуляторами напруги. Вони можуть підтримувати її на затискачах генераторів незмінною (сталою) за будь-якого навантаження або забезпечувати зустрічне регулювання напруги.

Більшість генераторів на електростанціях нашої країни працює *в режимі сталої напруги*. Незалежно від навантаження напруга на їх затискачах підтримується на 5% вищою від номінальної напруги електромережі:

$$V_{\Gamma}^{100} = V_{\Gamma}^{25} = +5\% .$$

У *режимі зустрічного регулювання* напруга регулюється пропорційно навантаженню. За збільшення навантаження зростає й напруга і, навпаки, за зменшення навантаження напруга на затискачах генератора зменшується. Найпоширенішими відхиленнями напруги генераторів за зустрічного регулювання є: $V_{\Gamma}^{100} + 10\%$ (на 5% більше номінальної напруги генератора, яка в свою чергу більша на 5% номінальної напруги споживачів) і $V_{\Gamma}^{25} = 0$.

У разі зустрічного регулювання напруги генераторів збільшується допустима втрата напруги в лініях. У разі паралельної роботи кількох електростанцій зустрічне регулювання напруги утруднюється, оскільки в цьому випадку відбуваються значні перетікання активних і реактивних потужностей у мережі, пов'язані з неточністю в регулюванні напруги різних генераторів і різнотипними графіками навантаження. Тому зустрічне регулювання використовують лише для електростанцій, що працюють ізольовано.

Генератори електростанцій енергетичних систем працюють у режимі сталої напруги.

Трансформатори. Як було вже зазначено, для компенсації втрати напруги на обмотках трансформатора вибором певної кількості витків обмотки забезпечується стала надбавка, яка здебільшого дорівнює +5%. Якщо при цьому до первинної обмотки підвести номінальну напругу, то за холостого ходу напруга на вторинній обмотці становитиме 105% номінальної напруги мережі.

Крім цього, сучасні трансформатори виготовляють з перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) (у разі вимкнення всіх обмоток від мережі) і з регулятором відгалужень обмотки під навантаженням (РПН).

Трифазні знижувальні трансформатори з ПБЗ на напругу до 35 кВ включно мають чотири відгалуження $\pm 2 \times 2,5\%$ (у трансформаторах старих випусків – три відгалуження $\pm 5\%$).

Отже, загальна надбавка (сума постійної і регульованої надбавок) у трансформаторах з ПБЗ може змінюватись від 0 до 10 %.

Під час регулювання напруги під навантаженням (РПН) перемикання здійснюється ступенями: у трансформаторах потужністю 25–630 кВ·А – через 1,67% у діапазоні +10– –10% (+10; +8,34; +6,67; +5; +3,34; +1,67; 0; –1,67 і т.ін.); у трансформаторах потужністю 1000–6300 кВ·А за напруги 20 і 35 кВ – через 1,5% у діапазоні –9–+9%; за напруги 10(6) кВ – через 1,25% у діапазоні –10–+10%; у трансформаторах потужністю 10000–63000 кВ·А – через 1,5% у діапазоні –12–+12%.

Вибір відповідного коефіцієнта трансформації трансформатора з ПБЗ дещо поліпшує режим напруги в мережі, але істотно не змінює діапазону коливання напруги, оскільки відгалуження часто міняти не можна.

Більш ефективно регулювання напруги забезпечується під час використання силових трансформаторів з РПН. Його можна здійснювати як у режимі сталої напруги, коли на вторинній обмотці незалежно від навантаження підтримується постійний рівень напруги, так і режимі зустрічного регулювання, за якого з ростом навантаження напруга підвищується, а за зменшення його до мінімального – зменшується до номінальної.

Якщо графіки навантаження різних споживачів не збігаються, зустрічне регулювання здійснюють у межах 5%.

Якщо не дотримуватися цієї умови, то режим напруги споживачів під час регулювання може бути навіть гіршим, ніж без регулювання. Для режиму максимального навантаження беруть відхилення напруги +5%, а для режиму мінімального навантаження – 0%.

Схему перемикання виводів однієї фази I трансформатора з РПН зображено на рис. 5.3. Всередині бакелітового циліндра перемикача по колу розміщено нерухомі контакти A_3 – A_{11} регульовальної обмотки 2. Рухомі контакти (основний 4 і допоміжний 5) закріплено на вертикальному валу. Рухомі контакти, переміщуючись по колу, з'єднуються з нерухомими і забезпечують приєднання певного відгалуження трансформатора. У разі перемикання на сусідній нерухомий контакт спочатку переміщується основний рухомий контакт, а потім додатковий. Таким чином, коло попереднього відгалуження

вимикається лише після вмикання кола наступного ступеня регулювання, тобто перемикання відбувається без розриву кола струму навантаження. Деякий час відгалуження, що перемикаються, замкнуті рухомими контактами перемикача. Щоб не пошкодити короткозамкнену секцію, в коло вводять струмообмежувальний опір (або реактор) 3. Весь перемикач розміщують в окремому баці, наповненому маслом. Над баком закріплюють привідний механізм, за допомогою якого електродвигун прокручує вертикальний вал з рухомими контактами. Тут же розміщують допоміжну апаратуру керування.

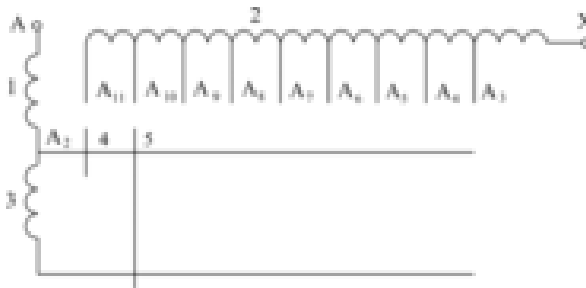


Рис. 5.3. Схема регулювання напруги під навантаженням у трансформаторах з РПН: 1 – трансформатор; 2 – регулювальна обмотка; 3 – струмообмежувальний опір; 4 – основний рухомий контакт; 5 – допоміжний рухомий контакт

Схема автоматичного регулювання із стабілізацією напруг простіша, ніж схема зустрічного регулювання. Керування здійснюється від реле напруги, точність його роботи становить $\pm 1,25\%$. Щоб уникнути перемикання відгалужень за короткочасного коливання напруги, у коло керування вмикають реле часу.

У разі зустрічного регулювання до схеми автоматичного керування перемикачем вводять додатково елемент контролю навантаження.

На рис. 5.4 подано структурну схему простішого пристрою автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора (АРКТ). Зміна коефіцієнта трансформації здійснюється за законом зустрічного регулювання. Через

трансформатор напруги TU , який приєднується до шин вторинної напруги трансформатора $T2$, і вхідний трансформатор $T1$ та трансформатор струму TA і проміжний трансформатор струму TAL вмикається елемент зустрічного регулювання $EЗР$. При цьому здійснюється компаундування вимірювального органа напруги $ВОН$. Регулювання вхідного сигналу забезпечується резистором R . Вимірювальний орган напруги $ВОН$ складається з вимірювального перетворювача напруги UV і підсилювачів у релейному режимі A . Для відстроювання від короткочасних змін регульованої напруги і зменшення кількості перемикачів протягом доби (для зменшення зносу АРКТ) передбачається видержка часу органом $ОВЧ$ протягом десятків і сотень секунд. У цих умовах регулятор протягом доби кілька разів запускається і повертається у вихідне положення. Команда на перемикання виводів обмотки силового трансформатора подається через проміжні реле $KL1$ і $KL2$.

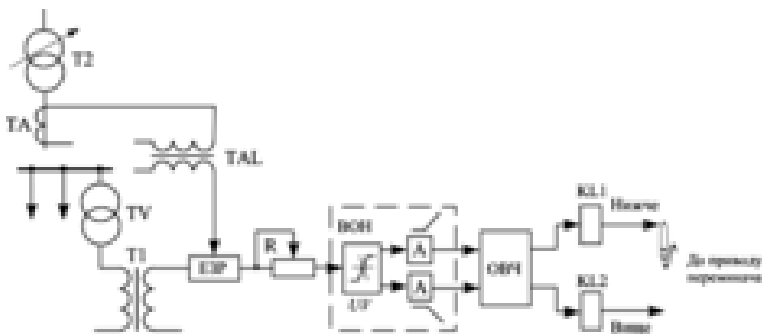


Рис. 5.4. Структурна схема автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора

Для підвищення надійності роботи розроблені й використовуються безконтактні регулятори. Усунення помилкової дії роботи регулятора досягається рівним одиниці коефіцієнтом повернення пристрою.

Для перемикання виводів обмоток трансформаторів можна використовувати як однофазні перемикальні пристрої типу РНОА на напругу 35, 110, 220 і 330 кВ, так і трифазні – РНТА на 10 і 35 кВ.

Багатоступінчасте перемикання відгалужень під навантаженням (РПН) силових трансформаторів застосовується на районних підстанціях і є основним засобом централізованого автоматичного регулювання напруги в сільськогосподарських електромережах. Місце регулювання напруги використовують лише за відповідного техніко-економічного обґрунтування. При цьому споживчі трансформатори з РПН застосовують тоді, коли інші засоби регулювання (вольтододаткові автотрансформатори або батареї конденсаторів) недостатні або економічно недоцільні.

Вмикають трансформатори до мережі через відгалуження, що відповідає нормальному режиму роботи мережі. Втрати напруги в трансформаторах можна вибирати в межах $\Delta U_T^{100} = 4-5\%$ і $\Delta U_T^{25} = 1-1,25\%$.

Більшість електроспоживачів у сільській місцевості живиться від потужних державних енергосистем через підстанції 110/35, 35/10, 110/10 кВ. На живильних підстанціях з вторинною напругою понад 35 кВ забезпечується зустрічне регулювання напруги від +5% за максимального навантаження до 0% в режимі мінімального навантаження:

$$V_{ПС}^{100} = 5\%; \quad V_{ПС}^{25} = 0\% .$$

На знижувальних підстанціях з напругою вторинної обмотки 10/6 кВ у трансформаторах з РПН можуть бути використані регулювання із стабілізацією напруги або зустрічне регулювання напруги.

Відхилення напруги в лініях створюється втратою напруги, приблизно пропорційною навантаженню. Найбільша втрата напруги в проводах буде за максимального навантаження, а за мінімального – її приймають рівною 25% від максимальної: $\Delta U_{ПР}^{25} = 0,25 \Delta U_{ПР}^{100}$.

5.3. Визначення допустимої втрати напруги за таблицею відхилень напруги

Оскільки відхилення напруги і втрата її в мережі пов'язані між собою рівнянням (5.3), для визначення допустимої втрати напруги в

мережі складають таблицю відхилень напруги. У цій таблиці розглядають два режими: *режим максимальних навантажень* і *режим мінімальних навантажень*. У таблицю заносять усі елементи електричної мережі від точки, для якої відомий режим напруги (генератори, шини трансформаторної підстанції), до споживачів. Для обох режимів навантаження (100 і 25%) спочатку записують усі відомі відхилення напруги, а потім, вибираючи певні відгалуження обмоток трансформаторів, за режимом максимального навантаження визначають допустиму втрату напруги в електричних лініях. Доцільність вибраного відгалуження обмотки трансформатора перевіряють за відхиленням напруги в споживачів у режимі мінімального навантаження (порівнюючи його з допустимим). Розглянемо кілька конкретних прикладів.

1. Електрична станція з мережею напругою 0,38 кВ (рис. 5.5). Розглянемо режим сталої напруги генераторів. Відхилення її на генераторі становить 4-5% (його номінальна напруга на 5% більша від номінальної напруги електромережі), допустиме відхилення напруги у споживачів за максимального навантаження дорівнює – 5 % (табл. 5.1).

Користуючись формулою (5.3), визначаємо допустиму втрату напруги в мережі за максимального навантаження:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = V_{\Gamma}^{100} - V_b^{100} = 5 - (-5) = 10\% .$$

Підвищення напруги порівняно з номінальною буде найбільшим у найближчого споживача *a* в режимі міні-мального навантаження. Оскільки споживач *a* приєднаний до мережі на початку лінії, втрат напруги в лінії до точки приєднання цього споживача не буде.

Таблиця 5.1

**Відхилення напруги в електромережі
за сталої напруги генератора, %**

Елементи	Навантаження %	
	100	25
Генератор	+5	+5
Мережа напругою 0,38 кВ	-10	0
Споживачі	-5	+5



Рис. 5.5. Мережа напругою 0,38 кВ

Відхилення напруги у найближчого споживача *a* в режимі мінімального навантаження:

$$V_a^{25} = V_r^{25} - \Delta U_{дон}^{25} = 5 - 0 = 5\% \leq +5\%.$$

Відхилення напруги у споживачів перебуває в допустимих межах, а допустима втрата напруги в мережі напругою 0,38 кВ становить 10%.

2. Живлення електромережі від підстанції 35/10(6) кВ або відгалуження від лінії напругою 10(6) кВ (рис. 5.6). Допустимо, що на шинах 10(6) кВ підстанції 35/10(6) кВ підтримується стала напруга, на 2% вища від номінальної напруги мережі. У таблицю відхилень напруги (табл. 4.2) занесемо відомі величини: надбавку на шинах 10(6) кВ +2%, сталу надбавку трансформатора 10/0,4 кВ +5%, втрату напруги на трансформаторі в режимі максимального навантаження – 4%, а в режимі мінімального навантаження – 1% (25% максимальної втрати), допустиме відхилення напруги для найвіддаленішого споживача *b* в режимі максимального навантаження – 5%. Невідомими залишаються надбавки відгалужень від обмоток трансформаторів і допустимі втрати напруги в електромережі (лінії напругою 10(6) і 0,38 кВ).

Найефективнішою буде робота трансформатора за основного відгалуження обмотки. Тому спочатку розглядаємо надбавку відгалуження 0 %.

Для визначення допустимої втрати напруги в мережі треба спочатку розглянути роботу найвіддаленішого споживача *b*, що живиться від найвіддаленішої ТП2 в режимі максимального навантаження. Втрата напруги:

$$\Delta U_{\text{дон}} = +2 + 5 - 4 - (-5) = 8\%.$$

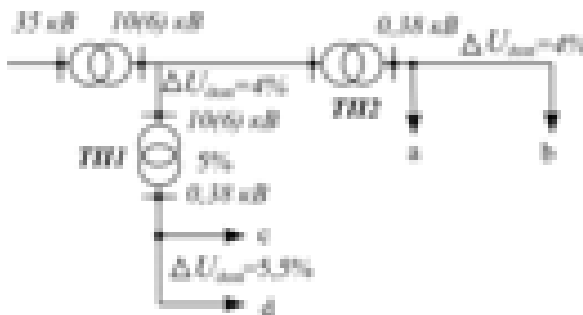


Рис. 5.6. Мережа підстанції 35/10(6) кВ

Здебільшого допустима втрата напруги розподіляється між мережами напругою 10 і 0,38 кВ порівну.

Розділимо допустиму втрату напруги за двома ступенями: для лінії напругою 10(6) кВ – 4%, для лінії напругою 0,38 кВ – 4%. У режимі мінімального навантаження втрата напруги в лінії 10(6) кВ становить 1% (25% максимальної), а в мережі напругою 0,38 кВ – 0%, оскільки в цьому режимі розглядаємо відхилення напруги у найближчого споживача *a* (лінії напругою 0,38 кВ немає).

Отже, вибрана надбавка основного відгалуження трансформатора ТП2 (0%) буде оптимальною, відхилення напруги у споживачів при цьому знаходяться в нормативних межах ($\pm 5\%$).

Для ТП1 вибираємо відгалуження –2,5%, при цьому допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ становитиме 5,5%, а відхилення напруги у найближчого споживача *c* в режимі мінімального навантаження зменшиться до +3,5 (табл. 5.2).

Таблиця 5.2

**Відхилення напруги в мережі у разі живлення
від шин 10 (6) кВ, %**

Елементи	Навантаження, %			
	Найвіддаленіша ТП2		Найближча ТП1	
	100	25	100	25
Шини 10кВ	+2	+2	+2	+2
Мережа напругою 10 кВ	-4	-1	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ:	+5	+5	+5	+5
стала надбавка	0	0	-2,5	-2,5
відгалуження	-4	-1	-4	-1
втрати				
Мережа напругою 0,38 кВ	-4	0	-5,5	0
Споживачі	-5	+5	-5	+3,5

РОЗДІЛ 6
РОЗРАХУНОК
РОЗІМКНУТИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З
РІВНОМІРНИМ І НЕРІВНОМІРНИМ
НАВАНТАЖЕННЯМИ

6.1. Активні та індуктивні опори проводів

Розраховуючи електричні мережі за допустимою втра-тою напруги, враховують активні та індуктивні опори проводів. *Активним спором у колі змінного струму* називають опір, за якого відбувається необоротний процес перетворення електричної енергії в інший вид енергії (механічну, хімічну, теплову тощо). Активний опір проводу r (Ом) можна визначити рівнянням [67,68]:

$$r = r_0 l, \quad (6.1)$$

де r_0 – активний опір 1 км проводу, Ом/км (табл. 6.1);

l – довжина проводу, км.

$$r_0 = \frac{1000\rho}{F}, \quad (6.2)$$

або

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma F}, \quad (6.3)$$

де ρ – активний питомий опір, Ом·м;

$\gamma = \frac{1}{\rho}$ – питома провідність, См/м;

F – переріз проводу, м².

Активний опір проводів з кольорових металів залежить від температури навколишнього середовища, струму, що проходить проводом, і його частоти, але в практичних розрахунках цією залежністю нехтують. Для проводів з кольорових металів активний опір практично дорівнює омичному, тому для 1 км проводу:

Таблиця 6.1

Характеристика неізолюваних алюмінієвих, сталеалюмінієвих і сталених проводів

Номінальний переріз, мм	Розрахун- ковий переріз, мм ²		Кількість і діаметр жил, мм		Розрахун -ковий діаметр, мм		Електричний опір r ₀ за 20°С, Ом/мм	Розрахункова маса проводу, кг/км
	алюмінієвої частини	сталеної частини	алюмінієвої частини	сталеної частини	проводу	сталеного осердя або		
Алюмінієві марок А, АКП, Ап і АпКП, (ГОСТ 839-80)								
16	15,9		7×1,70		5,1		1,838	432
25	24,9		7×2,13		6,4		1,165	68
35	34,3		7×2,50		7,5		0,850	94
50	49,5		7×3,00		9,0		0,588	135
70	69,2		7×3,55		10,7 8		0,420	189
95	92,4		7×4,10		12,3		0,315	252
120	117,0		19×2,80		14,0		0,251	321
150	148,0		19×3,15		15,8		0,198	406
Сталеалюмінієві марок АС (ГОСТ 839-80)								
10/1,8	10,6	1,77	6×1,5	1×1,5	4,5	1,5	2,776	42,7
16/2,7	16,1	2,69	6×1,85	1×1,85	5,6	1,9	1,801	64,9
25/4,2	24,9	4,15	6×2,30	1×2,30	6,9	2,3	1,176	100, 3
35/6,2	36,9	6,15	6×2,80	1×2,80	8,4	2,8	0,790	148
50/8,0	48,2	8,04	6×3,20	1×3,20	9,6	3,2	0,603	195
70/11	68,0	11,3	6×3,80	1×3,80	11,4	3,8	0,429	276

Розраховуючи електричні мережі, можна брати:

- а) для мідних проводів $\rho = 18,9 \cdot 10^{-9}$ Ом·м, $\gamma = 53 \cdot 10^6$ См/м;
 б) для алюмінієвих проводів $\rho = 31,2 \cdot 10^{-9}$ Ом·м, $\gamma = 32 \cdot 10^6$ См/м.

Активний опір сталених проводів значно більший від їх омичного опору, що зумовлено різко виявленим поверхневим ефектом і втратами енергії на гістерезис та вихрові струми в сталі. Внаслідок поверхневого ефекту струм розподіляється за перерізом нерівномірно, протікаючи зовнішнім шаром проводу. Чим більша частота струму, тим більше виявлений поверхневий ефект. Магнітна проникність сталених проводів дуже велика, тому активний і реактивний опори цих проводів залежать від струму, що протікає.

Змінний струм, що протікає проводом, створює навколо нього змінне магнітне поле, під впливом якого в проводі діє е.р.с. зворотного напрямку – е.р.с. самоіндукції. Прикладена до проводу напруга частково втрачається на подолання активного опору, а частково урівноважується е.р.с. самоіндукції. Якщо активний опір дуже малий, то е.р.с. самоіндукції практично цілком врівноважує прикладену напругу. Опір струмові, зумовлений протидією е.р.с. самоіндукції, називається *реактивним індуктивним опором*.

Реактивний опір проводу x (Ом) можна визначити за формулою:

$$x = x_0 l,$$

де x_0 – реактивний опір 1 км проводу, Ом/км;

l – довжина проводу, км.

Струми сусідніх фаз трифазної системи, що протікають у зворотному напрямку, наводять у проводі е. р. с. узгодженої зі струмом, що проходить цим проводом, напрямку. Це зменшує е.р.с. самоіндукції і, отже, реактивний опір проводу. Тому за збільшення відстані між фазами (D_{12} , D_{23} , D_{13}) внаслідок зменшення впливу сусідніх фаз індуктивний опір проводів збільшується. На значення індуктивного опору впливають також зовнішній діаметр проводу d , магнітна проникність μ і кутова швидкість струму ω .

Індуктивний опір x_0 1 км проводу визначають за рівнянням:

$$x_0 = \omega \left(4,6 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,5\mu \right) \cdot 10^{-4}, \quad (6.4)$$

де $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$ – середня геометрична відстань між фазами.

Індуктивний опір x_0 1 км проводу з кольорового металу ($\mu = 1$) за промислової частоти 50 Гц становить:

$$x_0 = \left(0,144 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,016 \right). \quad (6.5)$$

Перша складова в рівнянні (6.5) називається *зовнішнім індуктивним опором* x'_0 , а друга – *внутрішнім індуктивним опором* x''_0 . Отже:

$$x_0 = x'_0 + x''_0. \quad (6.6)$$

Зовнішній індуктивний опір x'_0 залежить від магнітного поля поза проводом, діаметра проводу і відстані між фазами. Тому він однаковий для проводів з кольорових металів та із сталі.

Внутрішній індуктивний опір визначається магнітним полем усередині проводу. Для сталених проводів він порівняно великий і залежить від струму, що проходить ними. Для проводів з кольорових металів внутрішнім індуктивним опором нехтують, тому зовнішній індуктивний опір цих проводів беруть як повний (табл. 6.2).

Для наближених розрахунків повітряних мереж, виконаних проводами з кольорових металів, можна вибирати:

- для ліній напругою до 1 кВ $x_0 = 0,35$ Ом/км;
- для ліній напругою 6, 10, 20 і 35 кВ $x_0 = 0,4$ Ом/км;
- для ліній напругою 110 кВ $x_0 = 0,45$ Ом/км.

Для кабельних ліній $x_0 = 0,08$ Ом/км; тому в мережах напругою до 20 кВ ним нехтують.

Таблиця 6.2

**Індуктивний опір повітряних ліній,
виконаних проводами з кольорових металів, Ом/км**

Середня геометрична відстань між проводами, мм	Діаметр проводу, мм						
	5	6	7	8	9	10	11
0,6	0,359	0,347	0,337	0,329	0,322	0,316	0,304
0,8	0,376	0,364	0,356	0,344	0,340	0,333	0,322
1,0	0,391	0,379	0,370	0,361	0,354	0,347	0,336
1,25	0,404	0,393	0,383	0,376	0,368	0,365	0,350
1,50	0,416	0,404	0,394	0,386	0,379	0,372	0,362
1,75	0,426	0,415	0,404	0,396	0,389	0,383	0,371
2,0	0,433	0,422	0,413	0,404	0,396	0,391	0,379
2,5			0,426	0,419	0,411	0,404	0,393
3,0			0,437	0,429	0,422	0,416	0,404
3,5			0,448	0,439	0,432	0,426	0,415
4,0			0,456	0,448	0,441	0,433	0,422
4,5					0,448	0,441	0,432
5,0					0,465	0,448	0,436
5,5					0,461	0,454	0,442
6,0					0,466	0,460	0,448

Середні відстані між фазами для електричних мереж беруть:

- для ліній напругою до 1 кВ $D = 0,4-0,6$ м;
- для ліній напругою 6 і 10 кВ $D = 1,2-1,5$ м;
- для ліній напругою 20 і 35 кВ $D = 2,6-3,0$ м;
- для ліній напругою 110 кВ $D = 4-4,5$ м.

6.2. Спад і втрата напруги в мережах змінного струму

Струм, що проходить по провіднику, створює в ньому спад напруги. Тому напруга в кінці лінії відрізняється від напруги на її початку. Вектор спаду напруги в активному опорі збігається з вектором струму, а в індуктивному випереджає його на 90° . Тому в загальному випадку вектор напруги в кінці лінії відрізняється від вектора напруги на її початку не лише за значенням, а й за напрямком.

Геометрична різниця між векторами напруги на початку і в кінці називається *спадом напруги*, а алгебраїчна – *втратою напруги*.

За рівномірного розподілу навантаження між фазами трифазну лінію можна розглядати за однолінійною розрахунковою схемою. Розглянемо спочатку простішу схему магістралі трифазного струму з навантаженням наприкінці (рис. 6.1а). Допустимо, що напруга на початку лінії U_ϕ , відома, лінія має активний r і реактивний x опори. Побудуємо векторну діаграму напруги (рис. 6.1б) і знайдемо напругу в кінці лінії $U_{\phi 2}$. Вектор струму I відкладаємо під кутом ϕ_1 до вектора напруги $U_{\phi 1}$.

Щоб дістати вектор напруги в кінці лінії, треба від напруги на початку лінії відняти спад напруги в ній:

$$U_{\phi 2} = U_{\phi 1} - I z . \quad (6.7)$$

Для цього з кінця вектора $U_{\phi 1}$ паралельно вектору струму I , але в протилежному напрямку, слід відкласти вектор спаду напруги $I r$ в активному опорі, а під кутом 90° до нього – вектор спаду напруги $I x$ в реактивному опорі. Вектор $I z$ (ac) і буде спадом напруги в повному опорі магістралі. Сполучивши точку θ з точкою c (кінцем вектора спаду напруги в магістралі), матимемо напругу в кінці лінії $U_{\phi 2}$.

Якщо в напрямку вектора $U_{\phi 1}$ відкласти значення вектора напруги в кінці лінії $U_{\phi 2}$ то матимемо відрізок ad – алгебраїчну різницю напруг на початку і наприкінці лінії:

$$ad = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} . \quad (6.8)$$

Спад напруги можна розглядати не лише як суму його активної і реактивної складових. Опустивши з точки c перпендикуляр на напрямок вектора $U_{\phi 1}$ із трикутника aec матимемо:

$$Iz = ac = \sqrt{(ae)^2 + (ec)^2} .$$

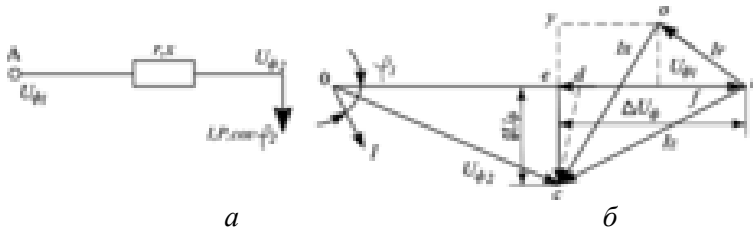


Рис. 6.1. Однолінійна схема (а) і векторна діаграма (б) лінії трифазного струму з навантаженням наприкінці

Таким чином, спад напруги Iz можна розглядати як геометричну суму ae – поздовжньої складової спаду напруги, яка позначається ΔU_{ϕ} , і ec – поперечної складової спаду напруги, що позначається ∂U_{ϕ} . Опустивши перпендикуляр з точки b на вектор $U_{\phi 1}$, і побудувавши прямокутник $egbf$, матимемо:

$$\Delta U_{\phi} = af + fe = af + bg = Ircos\varphi + Ixsin\varphi , \quad (6.9)$$

$$\partial U_{\phi} = ec = gc - bf = Ixcos\varphi - Irsin\varphi . \quad (6.10)$$

Міжфазна складова напруги більша від фазної в $\sqrt{3}$ рази, тому для поздовжньої складової спаду напруги можна записати:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I_r \cos \varphi + I_x \sin \varphi), \quad (6.11)$$

а для поперечної складової

$$\partial U = \sqrt{3} (I_x \cos \varphi - I_r \sin \varphi), \quad (6.12)$$

або

$$\Delta U = \sqrt{3} (I_a r + I_p x), \quad (6.13)$$

$$\partial U = \sqrt{3} (I_a x - I_p r). \quad (6.14)$$

Оскільки $I_a = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U}$, а $I_p = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U}$, увівши значення

потужності в рівняння (6.13) і (6.14), матимемо:

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U}, \quad (6.15)$$

$$\partial U = \frac{Px - Qr}{U}. \quad (6.16)$$

Якщо магістраль живить кількох споживачів, то рівняння (6.11) і (6.12) матимуть вигляд:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (I_r \cos \varphi + I_x \sin \varphi), \quad (6.17)$$

$$\partial U = \sqrt{3} \sum (I_x \cos \varphi - I_r \sin \varphi), \quad (6.18)$$

а рівняння (6.15) і (6.16) – вигляд:

$$\Delta U = \frac{\sum Pr + \sum Qx}{U}, \quad (6.19)$$

$$\partial U = \frac{\sum Px - \sum Qr}{U}. \quad (6.20)$$

Для споживачів значення має не фаза, а абсолютне значення напруги, тому мережі розраховують не за спадом, а за втратою напруги.

З трикутника *оес* можна записати, що:

$$U_{\phi 2} = \sqrt{(U_{\phi 1} - \Delta U_{\phi})^2 + (\partial U_{\phi})^2}.$$

Втрата напруги:

$$ad = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} = U_{\phi 1} - \sqrt{(U_{\phi 1} - \Delta U_{\phi})^2 + (\Delta U_{\phi})^2}. \quad (6.21)$$

Якщо відомо напругу в кінці ділянки $U_{\phi 2}$, то знаючи спад напруги на ділянці, можна знайти напругу на початку ділянки $U_{\phi 1}$. Вона дорівнює геометричній сумі напруги в кінці ділянки і спаду напруги:

$$U_{\phi 1} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\partial U_{\phi})^2}. \quad (6.22)$$

Втрату напруги можна визначити аналогічно рівнянню (6.21):

$$U_{\phi 1} - U_{\phi 2} = \sqrt{(U_{\phi 1} + \Delta U_{\phi})^2 + (\partial U_{\phi})^2} - U_{\phi 2}. \quad (6.23)$$

З векторної діаграми (рис. 6.1б) видно, що за значенням втрата напруги відрізняється від поздовжньої складової спаду напруги на незначний за довжиною відрізок ed , тому в електричних мережах напругою до 35 кВ включно втрату напруги прирівнюють поздовжній складовій спаду напруги:

$$da = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} \approx ea = \Delta U_{\phi}.$$

Похибка від такого припущення не перебільшує 5%.

Міжфазна втрата напруги буде в $\sqrt{3}$ рази більшою. Тому для мереж напругою до 35 кВ включно її визначають за формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (I r \cos \varphi + I x \sin \varphi), \quad (6.24)$$

або

$$\Delta U = \frac{\sum Pr + \sum Qx}{U}. \quad (6.25)$$

Якщо на магістралях є ділянки з рівномірно розподіленим навантаженням (рис. 6.2), то це навантаження можна замінити концентрованим навантаженням, приєднаним до середини цієї ділянки; розрахункова довжина ділянки:

$$l_p = l_1 + \frac{l_2}{2}. \quad (6.26)$$

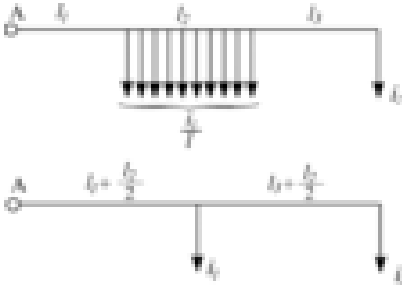


Рис. 6.2. Заміна навантаження, рівномірно розподіленого за довжиною магістралі, рівнодіючим

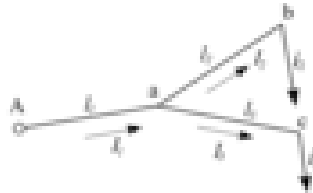


Рис. 6.3. Розгалужена розімкнута магістраль

Втрата напруги дорівнюватиме сумі втрат напруги на окремих ділянках:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2, \quad (6.27)$$

де

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} [r_0 (i_1 \cos \varphi_1 + i_2 \cos \varphi_2) + x_0 (i_1 \sin \varphi_1 + i_2 \sin \varphi_2)] \left(l_1 + \frac{l_2}{2} \right);$$

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} (r_0 i_2 \cos \varphi_2 + x_0 i_2 \sin \varphi_2) \left(l_3 + \frac{l_2}{2} \right),$$

r_0 і x_0 – відповідно активний і реактивний опори одиниці довжини проводу.

Для розгалуженої магістралі (рис. 6.3) втрата напруги визначатиметься як сума втрат напруги на головній ділянці і відгалуженні:

для точки b :

$$\Delta U_{Ab} = \Delta U_{Aa} + \Delta U_{ab} \quad (6.28)$$

для точки с:

$$\Delta U_{Ac} = \Delta U_{Aa} + \Delta U_{ac} \quad (6.29)$$

6.3. Розрахунок електричних мереж трифазного струму за сталого перерізу проводів магістралі

Основним завданням під час розрахунків мереж є визначення перерізу проводів за допустимою втратою напруги. Воно ускладнюється тим, що активний і реактивний опори по-різному залежать від перерізу проводів. Так, наприклад, із збільшенням перерізу алюмінієвого проводу від 16 до 95 мм² активний опір зменшиться в 5,8 разів, а індуктивний – лише в 1,2 разів. Тому для визначення перерізу проводів використовують метод розподілу допустимої втрати напруги ΔU_{don} на активну і реактивну складові:

$$\Delta U_{don} = \sqrt{3} \sum (I_r \cos \varphi + I_x \sin \varphi) = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (6.30)$$

де ΔU_a і ΔU_p – втрати напруги, що створюються проходженням активного струму через активний опір і реактивного струму через реактивний опір. Для стислості їх називають, відповідно, *активною і реактивною складовими втрати напруги*.

Реактивний (індуктивний) опір одного кілометра лінії, виконаної проводами з кольорових металів, мало змінюється із зміною перерізу і становить для повітряних ліній у середньому 0,35–0,45 Ом/км. Тому ще до визначення перерізу проводу, підставивши значення x_0 , можна обчислити наближене значення реактивної складової втрати напруги:

$$\Delta U_p = \sqrt{3} x_0 \sum I_p l, \quad (6.31)$$

або

$$\Delta U_p = \frac{x_0 \sum Q l}{U}. \quad (6.32)$$

Віднявши від допустимої втрати напруги її реактивну складову, матимемо активну складову і втрати напруги:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{don}} - \Delta U_P. \quad (6.33)$$

Оскільки $\Delta U_a = \sqrt{3} \sum I_a r$, підставивши $r = \frac{l}{\gamma F}$ за сталого перерізу проводів матимемо:

$$\Delta U_a = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum I_a l, \quad (6.34)$$

або I_a через потужність:

$$\Delta U_a = \frac{\sum Pl}{\gamma F U}. \quad (6.35)$$

Звідси переріз проводів:

$$F = \frac{\sqrt{3} \sum I_a l}{\gamma \Delta U_a}, \quad (6.36)$$

або

$$F = \frac{\sum Pl}{\gamma U \Delta U_a}. \quad (6.37)$$

Загальний порядок розрахунку електричних мереж за сталого перерізу проводів магістралі такий:

1) якщо електромережа розгалужена, то визначаємо магістраль; після головної ділянки магістраль пройде відгалуженням, для якого сума моментів навантаження (Pl , Il або SI) буде найбільшою;

2) беремо середній індуктивний опір x_0 одного кілометра лінії і за рівнянням (6.31) або (6.32) визначаємо реактивну складову втрати напруги в магістралі;

3) користуючись рівнянням (6.33), знаходимо активну складову допустимої втрати напруги в магістралі;

4) за рівнянням (6.36) або (6.37) визначаємо розрахунковий переріз проводу;

5) вибираємо за стандартом відповідний переріз проводу, знаходимо за таблицями його активний і реактивний опори для 1 км (див. табл. 6.1, 6.2) і за рівнянням (6.17) або (6.19) – дійсну втрату напруги в магістралі. Якщо вона більша за допустиму, то треба збільшити переріз проводу;

6) обчислюємо втрату напруги в магістралі до відгалуження і знаходимо допустиму втрату на відгалуженні:

$$\Delta U_{зал} = \Delta U_{дон} - \Delta U_{гол}, \quad (6.38)$$

де $\Delta U_{зал}$ – залишкова втрата напруги, допустима для відгалуження;

$\Delta U_{гол}$ – дійсна втрата напруги на головній ділянці до відгалуження, В;

7) аналогічно до розрахунку магістралі за допустимою втратою напруги у відгалуженні знаходимо переріз його проводів;

8) вибрані проводи перевіряємо за допустимим нагріванням.

Електрична мережа рідко виконується проводами одного перерізу вздовж всієї магістралі. Зазвичай, переріз проводу на різних ділянках не сталий і зменшується до кінця лінії. Найбільш доцільним буде розподіл допустимої втрати напруги на ділянках пропорційно їх моментам навантаження:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_1 &= \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_1}{\sum M} \\ \Delta U_2 &= \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_2}{\sum M} \\ \Delta U_3 &= \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_3}{\sum M} \end{aligned} \right\}, \quad (6.39)$$

де $M_1 = I_1 l_1$; $M_2 = I_2 l_2$; ... $M_n = I_n l_n$, або

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

Якщо електромережа розгалужена, то необхідно виділити головну ділянку магістралі (до розгалуження і знайти допустиму втрату напруги на цій ділянці:

$$\Delta U_{\text{гол}} = \Delta U_{\text{дон}} = \frac{M}{\sum M}.$$

За цією допустимою втратою напруги визначають переріз проводу головної ділянки і проводять розрахунки електромережі аналогічно розглянутому вище порядку.

Розраховуючи деякі лінії, індуктивним опором можна нехтувати (якщо похибка при цьому не перевищує 5%):

а) розраховуючи повітряні лінії, якщо $\cos \varphi \geq 0,95$;

б) у мережах закритих приміщень, якщо проводка виконана проводом у трубах або шнуром;

в) у разі прокладання проводів перерізом до 6 мм^2 на роликах;

г) у кабельних мережах напругою до 10 кВ.

За активного навантаження ($\cos \varphi = 1$) розрахунки ведуть лише за активною складовою втрати напруги, оскільки їх $\sin \varphi = 0$.

За однакового $\cos \varphi$ і однорідної лінії (виконаної проводом одного перерізу і з одного матеріалу) розрахунки також спрощуються. Так, наприклад, втрата напруги за струмом:

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum M. \quad (6.40)$$

Визначивши сталий множник $\sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)$, далі розрахунки виконуємо лише для суми моментів навантаження $\sum M$

6.4. Загальні правила розрахунку трифазних електричних мереж з нерівномірним навантаженням фаз

Якщо потужності окремих споживачів, що живляться від розподільної мережі високої напруги (6, 10, 20 кВ), невеликі, то для зменшення витрати провідникового металу можна використовувати змішану трифазно-однофазну систему розподілу електроенергії.

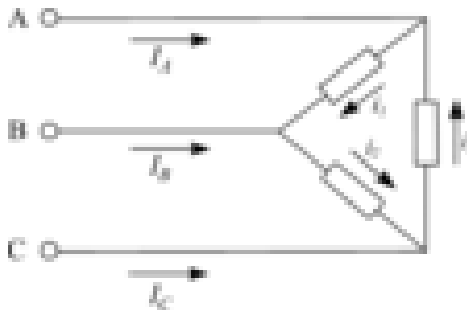
За змішаної системи розподілу до потужних споживачів електроенергія підводиться трифазними лініями, а до малопотужних – однофазними відгалуженнями. На споживчих однофазних трансформаторних підстанціях застосовують трансформатори потужністю 5 і 10 кВ·А, що монтуються безпосередньо на опори високовольтної лінії. Первинна обмотка вмикається на лінійну напругу (наприклад, 10 кВ), а від вторинної відходять три проводи. Напруга між крайніми виводами становить 440 В, а між крайнім і середнім – 220 В. Тому до такої однофазної (трипровідної) мережі низької напруги можна вмикати як світильники та побутові прилади, так і трифазні асинхронні електродвигуни.

Змішана система забезпечує економію металу, проте застосування однофазних трансформаторів майже завжди спричинює нерівномірність навантаження фаз. Нерівномірність навантаження різних фаз виникає і в мережах низької напруги, які живляться від трифазних трансформаторів. Система 380/220 В – єдина система низької напруги, що використовується в сільській місцевості. Усі побутові прилади й освітлення вмикають на фазну напругу 220 В. Відповідно до цього електричну мережу низької напруги виконують чотирипровідною. Вмикання однофазних споживачів зумовлює нерівномірне навантаження фаз.

Розрахунки трифазних мереж з нерівномірним навантаженням фаз значно складніші, ніж мереж з рівномірним навантаженням. Оскільки для різних фаз навантаження різне, різною буде і втрата напруги різних фаз або між різними фазами.

Під час спорудження трифазних ліній, незалежно від навантажень, для всіх фаз вибирають проводи одного перерізу, тому їх опори здебільшого однакові (крім сталених проводів, опори яких залежать від струму). Для чотирипровідної мережі низької напруги струм у нульовому проводі за симетричного навантаження наближається до нуля, тому переріз нульового проводу можна вибирати меншим, але не менш як 50% перерізу фазного проводу. За неповнофазних відгалужень переріз нульового проводу беруть рівним фазному.

У разі з'єднання однофазних споживачів трикутником (рис. 6.4), якщо струми навантаження i_1, i_2, i_3 неоднакові, втрати напруги між різними фазами будуть різними.



**Рис. 6.4. Вмикання однофазних споживачів
на нелінійну напругу**

Як відомо, активна складова втрати напруги визначається активними струмами в активних опорах, а реактивна складова – реактивними струмами в реактивних опорах. Активна складова втрати напруги:

$$\Delta U'_{AB} = [2i_{a1} + 0,5(i_{a2} + i_{a3})]r, \quad (6.41)$$

а реактивна складова:

$$\Delta U''_{AB} = [2i_{p1} + 0,5(i_{p2} + i_{p3})]x. \quad (6.42)$$

Між фазами A і B втрата напруги визначається струмом i_1 , який проходить проводами фази A і фази B (тому в рівняннях, наведених вище, його подвоюють), і струмами інших фаз (i_2, i_3), що проходять лише по проводах однієї з фаз. Суму струмів, які проходять проводами лише однієї з фаз (по A або B), множать на 0,5. Активні і реактивні складові цих струмів віднесені до напруг U_{BC} і U_{CA} , які в просторі відносно U_{AB} зсунуті відповідно на 120 і 240° .

Проекція струмів на напругу U_{AB} два рази менша від їх значення $\left(\cos 120 = \frac{1}{2}, \cos 240 = \frac{1}{2}\right)$ Повна міжфазна втрата напруги:

$$\Delta U_{AB} = \Delta U'_{AB} + \Delta U''_{AB}. \quad (6.43)$$

Втрату напруги між іншими фазами визначають аналогічно.

Втрата напруги буде найменшою за рівномірного розподілу навантаження між фазами. Розглянемо це твердження на прикладі. Нехай на одній з двох однакових ліній навантаження P між фазами розподілено симетрично, а на другій – нерівномірно. Допустимо, що всі споживачі мають однаковий коефіцієнт потужності, тоді:

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi = i_1 U \cos \varphi + i_2 U \cos \varphi + i_3 U \cos \varphi,$$

звідки:

$$i_1 + i_2 + i_3 = \sqrt{3} \cdot I.$$

За симетричного навантаження втрата напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I (r \cos \varphi + x \sin \varphi).$$

Алгебраїчна сума всіх лінійних втрат напруги буде в 3 рази більшою:

$$\sum U = 3\Delta U = 3\sqrt{3} \cdot I(r \cos \varphi + x \sin \varphi).$$

Алгебраїчна сума втрат напруги за нерівномірного навантаження фаз:

$$\Delta U_{AB} + \Delta U_{BC} + \Delta U_{CA} = [2i_1 + 0,5(i_2 + i_3) + 2i_2 + 0,5(i_3 + i_1) + 2i_3 + 0,5(i_1 + i_2)] \cdot (r \cos \varphi + x \sin \varphi) = 3(i_1 + i_2 + i_3)(r \cos \varphi + x \sin \varphi) = 3\sqrt{3}I(r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \sum \Delta U$$

Отже, для трифазної лінії сума втрат напруги між фазами для певного навантаження є сталою величиною і не залежить від розподілу потужності між фазами. Зрозуміло, що за незмінної загальної суми найменше значення всі три складові матимуть за умови, що вони рівні між собою. Тому рівномірне навантаження фаз забезпечує не лише однакові втрати напруги, а й мінімальне значення цих втрат.

У мережах низької напруги однофазні споживачі вмикають на фазну напругу. Оскільки мережі низької напруги виконують чотирипровідними, за нерівномірного навантаження фаз визначають фазну втрату напруги (однофазні споживачі вмикають зіркою).

Втрата напруги кожної фази складається з втрат напруги в проводах цієї фази і в нульовому проводі. При цьому в нульовому проводі проходять струми всіх трьох фаз. Для визначення втрати напруги в нульовому проводі, віднесеної до певної фази, треба для струмів інших фаз, як і під час розгляду рівнянь (6.41) і (6.42), вибрати проекцію цих струмів на цю фазну напругу.

Активна складова втрати напруги фази U_A (рис. 6.5) становить:

$$\Delta U'_{A_0} = I_{a1}r + [I_{a1} - 0,5(I_{a2} + I_{a3})]r_H, \quad (6.44)$$

а реактивна:

$$\Delta U''_{A_0} = I_{p1}x + [I_{p1} - 0,5(I_{p2} + I_{p3})]x_H, \quad (6.45)$$

де r і x – відповідно активний та індуктивний опори фазних проводів;

r_H і x_H – активний і індуктивний опори нульового проводу.

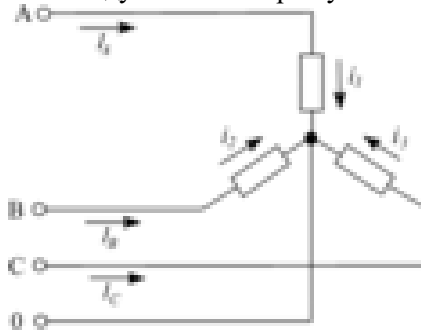


Рис. 6.5. Вмикання однофазних споживачів на фазну напругу

Аналогічні рівняння можна записати для втрат напруги фази B і фази C .

Отже, якщо споживачі до електромережі приєднано трикутником, то втрата напруги визначається за рівняннями (6.41) і (6.42), а якщо зіркою – то за рівняннями (6.44) і (6.45).

Загальний порядок розрахунку електромереж з нерівномірним навантаженням у разі вмикаючого пристрою як трикутником, так і зіркою, такий:

- 1) за можливості рівномірно розподіляють навантаження між фазами;
- 2) за допомогою рівнянь для розрахунку електромереж із симетричним навантаженням визначають потрібні перерізи проводів електромережі;
- 3) за рівняннями (6.41), (6.42) і (6.44), (6.45) обчислюють міжфазні або фазні втрати напруги для заданого навантаження і вибраних проводів.

Якщо дійсні втрати напруги перевищують допустимі значення або значно різняться між собою, то слід перерозподілити навантаження між фазами і повторити розрахунок заново.

6.5. Розрахунок електричних мереж низької напруги з активним навантаженням

Найпоширеніші варіанти магістралей і відгалужень у мережах напругою до 1000 В:

- а) чотирипровідна магістраль (три фази і нуль);
- б) відгалуження від двох фаз (дві фази і нуль);
- в) відгалуження від однієї фази (одна фаза і нуль).

Як відомо, в цих електромережах за $\cos \varphi \geq 0,95$ і в деяких інших випадках можна нехтувати індуктивним опором проводів. Завдяки цьому розрахунки спрощуються, відпадає потреба в обчисленні реактивної складової втрати напруги. Фазні втрати напруги в чотирипровідній мережі становитимуть:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{A0} &= I_1 r + [I_1 - 0,5(I_2 + I_3)] r_H \\ \Delta U_{B0} &= I_2 r + [I_2 - 0,5(I_3 + I_1)] r_H \\ \Delta U_{C0} &= I_3 r + [I_3 - 0,5(I_1 + I_2)] r_H \end{aligned} \right\}.$$

Для двофазного відгалуження (рис. 6.6) рівняння (6.46), за $I_3 = 0$, наберуть вигляду:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{A0} &= I_1 r + (I_1 - 0,5I_2) r_H \\ \Delta U_{B0} &= I_2 r + (I_2 - 0,5I_1) r_H \end{aligned} \right\}. \quad (6.47)$$

Оскільки на неповнофазних відгалуженнях переріз нульового проводу дорівнює фазному, то в цьому випадку втрата напруги буде:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{A0} &= I_1 r + (2I_1 - 0,5I_2) r \\ \Delta U_{B0} &= I_2 r + (2I_2 - 0,5I_1) r \end{aligned} \right\}. \quad (6.48)$$

Якщо навантаження фаз двофазного відгалуження однакове, то втрата напруги за обома фазами також буде однаковою:

$$\Delta U_{\phi} = 1,5Ir . \quad (6.49)$$

За однофазного відгалуження (одна фаза і нуль, рис. 6.7) втрату напруги можна визначити також за рівнянням (6.46), беручи $I_2 = I_3 = 0$ і $r_H = r$:

$$\Delta U_{A0} = I_1 r + I_1 r = 2I_1 r . \quad (6.50)$$

Для визначення втрати напруги в магістралі чи відгалуженні з кількома навантаженнями в рівняння (6.46)–(6.50) вводять знак Σ . Тоді для чотирипровідної системи (три фази і нуль) матимемо:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{A0} &= \sum I_1 r + \sum [I_1 - 0,5(I_2 + I_3)]r_H \\ \Delta U_{B0} &= \sum I_2 r + \sum [I_2 - 0,5(I_3 + I_1)]r_H \\ \Delta U_{C0} &= \sum I_3 r + \sum [I_3 - 0,5(I_1 + I_2)]r_H \end{aligned} \right\}$$

Для двофазного відгалуження (три проводи), якщо переріз нульового проводу дорівнює фазному:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{A0} &= \sum (2I_1 - 0,5I_2)r \\ \Delta U_{B0} &= \sum (2I_2 - 0,5I_1)r \end{aligned} \right\} . \quad (6.52)$$

Якщо навантаження обох фаз однакове, то втрата напруги в двофазному відгалуженні:

$$\Delta U_{\phi} = 1,5 \sum Ir , \quad (6.53)$$

а для однофазного відгалуження (два проводи):

$$\Delta U_{\phi} = 2 \sum Ir . \quad (6.54)$$

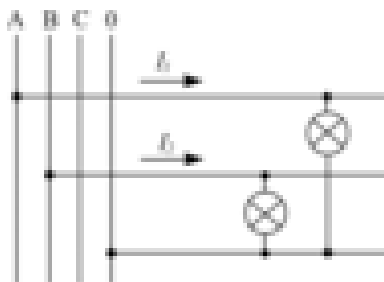


Рис. 6.6. Двофазне відгалуження від трифазної системи

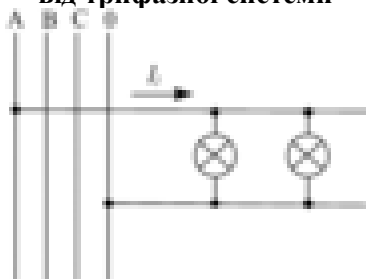


Рис. 6.7. Однофазне відгалуження від трифазної системи

Слід зазначити, що в усіх випадках за формулами (6.44)–(6.54) визначається фазна втрата напруги. Для визначення у відсотках знаходять її відношення до фазної номінальної напруги і множать на 100:

$$\Delta U_{A0} = \frac{\Delta U_{A0}}{U_{\phi}} \cdot 100.$$

Як було зазначено вище, розраховуючи електромережі з нерівномірним навантаженням фаз, перерізи проводів ви-бирають за формулами для розрахунку мереж із симетрич-ним навантаженням.

Вибравши рівномірне навантаження фаз двофазного відгалуження і підставивши в рівняння (6.53) $r = \frac{l}{\gamma F}$ матимемо рівняння для визначення перерізу проводів двофазного відгалуження:

$$F = \frac{150 \sum M}{\gamma U_{\phi} \Delta U}, \quad (6.55)$$

або

$$F = \frac{150 \sum Pl}{\gamma U_{\phi}^2 \Delta U}, \quad (6.56)$$

де ΔU виражено у відсотках.

Для однофазного відгалуження (два проводи) переріз проводів:

$$F = \frac{200 \sum M}{\gamma U_{\phi} \Delta U}, \quad (6.57)$$

або

$$F = \frac{200 \sum Pl}{\gamma U_{\phi}^2 \Delta U}, \quad (6.58)$$

де ΔU виражено у відсотках.

Для спрощення розрахунку користуються розрахунковими кривими.

Крім розглянутих схем, у сільських електромережах широко застосовується п'ятипровідна система (рис. 6.8). До п'ятого (ліхтарного) проводу, що має свій запобіжник і рубильник або автомат, приєднують усі світильники вуличного освітлення. Між трьома фазами навантаження розподіляють рівномірно з урахуванням вуличного освітлення, що забезпечує симетричне навантаження трансформатора. Переріз основного проводу фази, до якої приєднаний ліхтарний провід, можна було б вибрати дещо

меншим від перерізу проводів інших фаз, проте для зручності монтажу і експлуатації всі фазні проводи вибирають одного перерізу.

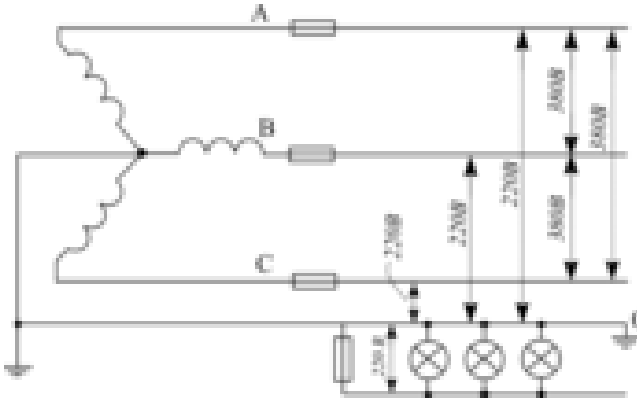


Рис. 6.8. Схема мережі з ліхтарним проводом

Основні фазні проводи вибирають за рівнянням симетричного трифазного навантаження, а переріз ліхтарного проводу визначають з рівнянь (6.57) або (6.58). При цьому навантаження, рівномірно розподілене за довжиною магістралі, замінюють рівнодіючим, приєднаним у середині лінії.

6.6. Розрахунок електричних навантажень

Навантаження на вводах до споживачів. В основу методу визначення навантаження під час розрахунку електричних мереж сільськогосподарського призначення покладено підсумовування розрахункових навантажень.

Розрахунковим навантаженням називається найбільше із середніх значень потужності за проміжок 30 хв (півгодинний максимум), яке може виникнути на вводі до споживача або в живильній лінії в розрахунковому році з імовірністю не нижче 0,95.

Розрахунковим вважають останній рік розрахункового періоду, на який визначаються рівень навантаження й інші параметри електроустановок; вихідним – останній рік, за який є дані про існуюче навантаження і про споживання.

Розрахункові навантаження окремих споживачів знаходять за методичними вказівками розрахунку електричного навантаження в мережах 0,38–110 кВ сільськогосподарського призначення інституту «Укрсільенергопроект».

Навантаження на вводах виробничих, громадських і комунальних споживачів прийняті у вигляді норм (табл. 6.3).

Розрахункові навантаження тваринницьких комплексів приймають за чинними проектами, а за їх відсутності – за нормами методичних вказівок.

Розрахункову потужність на вводі в житлові будинки визначають за номограмою (рис. 6.9) залежно від існуючого електроспоживання з урахуванням динаміки росту навантаження до кінця розрахункового періоду. Оскільки існуюче електроспоживання беруть за даними минулого року, а об'єкт вводиться в експлуатацію не раніше, ніж через рік після складання проекту, розрахунковий рік визначається додаванням двох років до розрахункового періоду. Наприклад, для п'ятирічного розрахункового періоду розрахунковим роком буде 7-й рік, а для десятирічного – 12-й рік. Якщо на кінець розрахункового періоду передбачено газифікацію будинків, то розрахункове навантаження зменшують на 20%.

Для вибору перерізу проводів вводу і внутрішніх мереж розрахункове навантаження на вводі в квартиру приймають відповідно до вказівок з проектування електрообладнання житлових будинків.

Проектуючи зовнішні мережі напругою 0,38 кВ на вводах житлових будинків з електроплитами, приймають розрахункове навантаження 6 кВт, а з електроплитами і водонагрівачами – 7,5 кВт. Побутові кондиціонери враховуються збільшенням розрахункового навантаження на вводах у житлові будинки на 1 кВт.

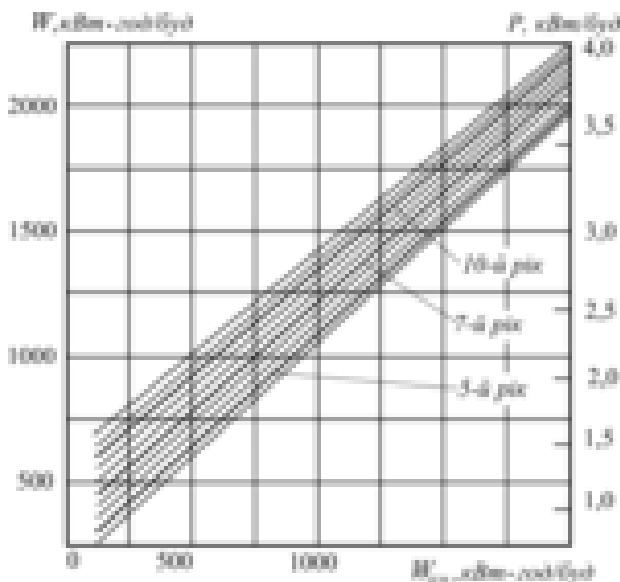


Рис. 6.9. Питоме навантаження на вводі в будинок і споживання електроенергії на розрахунковий рік

За відсутності даних про електроспоживання, а також під час проектування електропостачання нових населених пунктів розрахункове навантаження на вводах будинків приймають: в населених пунктах із старою забудовою (де понад 60% будинків збудовано більше 20 років тому) із газифікацією – 1,5 кВт, без газифікації – 1,8 кВт; в населених пунктах з переважно новою забудовою з газифікацією – 1,8 кВт, без газифікації – 2,2 кВт; у містах, селищах міського типу, селищах при тваринницьких та інших комплексах з упорядкованими квартирами з газифікацією – 4 кВт, без газифікації – 5 кВт. Розрахункові навантаження на вводах до споживачів, які мають лише освітлення й до трьох силових електроспоживачів, наближено приймають такими, що дорівнюють арифметичній сумі встановлених потужностей силових електроспоживачів і освітлення.

Таблиця 6.3
Нормативні дані для розрахунку навантажень
виробничих, громадських і комунальних споживачів

Споживачі	Встановлена потужність, кВт	Розрахункове навантаження на вводі				Потужність найбільшого двигуна (>10кВт), кВт
		Денний максимум		Вечірній максимум		
		кВт	квар	кВт	квар	
1	2	3	4	5	6	7
Тваринницькі комплекси і ферми з вирощування і відгодівлі свиней: (із закінченим циклом) 3 000 голів 12 000 голів 24 000 голів 108 000 голів		105	90	65	60	—
		420	430	310	320	—
		560	570	420	430	—
		1250	1280	900	920	—
Тваринницькі комплекси і ферми з виробництва молока: 200 корів 1000 корів 1600 корів 2000 корів		35	30	25	20	—
		180	115	180	115	—
		300	265	300	265	—
		375	330	375	330	—

Птахофабрика по виробництву яєць: на 200 тис. кур-несучок на 400 тис. кур-несучок		1350 1850	1000 1400	135 0 185 0	1000 1400	— —
Птахоферма: на 10 тис. кур-несучок на 50 тис. кур-несучок		55 280	40 210	55 280	40 210	— —
Корівник без механізації : на 100 корів на 200 корів	4 6	4 6	- -	4 6	- -	- -
Корівник прив'язного утримання з механізованим доїнням, прибиранням гною і електропідігрівачем: на 100 корів на 200 корів на 400 корів	20...30 35...60 65	10 17 45	8 13 33	10 17 45	8 13 33	— — —
Телятник з родильним відділенням: на 120 телят на 230 телят на 340 телят	14 20 26	5 6 7	3 4 5	8 10 12	5 6 8	— — —

Молочний блок: на 3 т/добу на 6 т/добу	35 45	15 20	15 20	15 20	15 20	- -
Комплект машин і обладнання зерноочисно-сушильного комплексу: КЗС-10Б КЗР-5	65 250	65 250	60 235	65 250	60 235	- -
Зерносховище з конвеєром 1000т.	75	25	25	10	5	14
Млин з жорновим поставом: 5/4 8/4	10 25	5 17	4 13	1 1	- -	- 22
Центральна ремонтна майстерня: на 25 тракторів на 50...100 тракторів на 150...200 тракторів	110 160 230	45 60 90	40 50 80	25 30 45	20 25 40	- - -
Загальноосвітня школа з майстернею: на 190 учнів на 320 учнів	55 80	14 20	7 10	20 40	10 20	- -

Адміністративне приміщення: на 15...25 робочих місць	25	15	10	8	-	-
на 35...50 робочих місць	40	25	18	10	-	-
на 70 робочих місць	55	35	25	15	-	-
Будинок тваринників на 12...18 місць	6	3	-	5	-	-
Сільська лікарня на 150 відвідувань за зміну	100	15	8	30	20	
Магазин: на два робочих місця (змішаний асортимент)	60	40	30	4	-	-
на чотири робочих місця (продуктовий)	16	10	5	10	5	-

Навантаження вуличного освітлення в сільських населених пунктах визначають за нормами табл. 6.4.

До покриття перехідного типу відносять ґрунтоасфальтні, ґрунтогравійні, гравійні, буличні. Ґрунтові покриття, поліпшені мінеральними матеріалами, вважають простішими покриттями.

Навантаження зовнішнього освітлення території господарських центрів (дворів) приймають з розрахунку 250 Вт на приміщення і 3 Вт на 1 м довжини периметра двору. Зовнішнє освітлення громадських площ і торговельних центрів приймають за нормою 0,5 Вт/м² площі.

Розрахункові навантаження інших споживачів у сільській місцевості приймають за проектами електропостачання цих об'єктів

або за заявками. Орієнтовні дані таких споживачів електроенергії наведено у методичних вказівках.

Таблиця 6.4

**Норми навантаження вуличного освітлення
в сільських населених пунктах**

Характеристика вулиці	Норми освітленості, лк	Питома потужність, Вт/м
Із асфальтобетонним перехідним покриттям за ширини проїзної частини дороги, м	4	4,5...6,5
5...7	4	6,0...8,0
9...12	4	11,0
5...7	4	13,0
9...12		
Із простішим покриттям за ширини проїзної частини дороги, м:	2	5,5
5...7	2	7,0
9...12		
Вулиця, дорога місцевого значення		
і пішохідна завширшки, м:	1	3,0
5...7	1	4,5
9...12		

Навантаження в мережах напругою 0,38...110 кВ.
Розрахунок електричних навантажень в цих мережах виконують, виходячи з розрахункових навантажень на вводі споживачів, шинх підстанцій з урахуванням відповідних коефіцієнтів одночасності окремо для денного й вечірнього максимумів:

$$\left. \begin{aligned} P_D &= \sum P_{Di} \cdot k_0 \\ P_B &= \sum P_{Bi} \cdot k_0 \end{aligned} \right\}, \quad (6.59)$$

де P_D, P_B – розрахункові денне й вечірнє навантаження на ділянці лінії або шинях трансформаторної підстанції, кВт;

P_{Di}, P_{Bi} – денне й вечірнє навантаження на ввіді i -го споживача або i -го елемента мережі, кВт;

k_0 – коефіцієнт одночасності, який являє собою відношення суміщеного максимального навантаження до суми максимумів навантаження окремих споживачів або їх груп.

Для однорідних споживачів, електричне навантаження яких відрізняється між собою більш як в чотири рази, підсумовування здійснюють за допомогою методу добавок:

$$P = P_0 + \Delta P(P_{IM}) + \dots + \Delta P(P_{nM}), \quad (6.60)$$

де P – розрахункове навантаження, кВт;

P_0 – більше навантаження, кВт;

$\Delta P(P_{IM}) + \dots + \Delta P(P_{nM})$ – добавки від менших навантажень, кВт.

Розрахунок добавок можна виконати за виразами:

- для мереж напругою 0,38 кВ (табл. 6.5):

$$\Delta P(P) = -10^{-6} P^3 + 9 \cdot 10^{-4} P^2 + 0,6 P; \quad (6.61)$$

- для мереж 6, 10 та 35 кВ (табл. 6.6):

$$\Delta P(P) = 5,7 \cdot 10^{-5} P^2 + 0,774 P - 1,45, \quad (6.62)$$

де $\Delta P(P)$ – добавка від навантаження P , кВт.

Таблиця 6.5

**Добавки для додавання навантажень
у мережах напругою 0,38 кВ**

P_M	$\Delta P_{доб}$	P_M	$\Delta P_{доб}$	P_M	$\Delta P_{доб}$	P_M	$\Delta P_{доб}$
кВт							
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+166
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76,0	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84,0	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92,0	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+108	290	+222
10	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Таблиця 6.6

**Добавки для додавання навантажень
у мережах напругою 6–35 кВ**

P_M	$\Delta P_{доб}$	P_M	$\Delta P_{доб}$	P_M	$\Delta P_{доб}$	P_M	$\Delta P_{доб}$
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	+82,0	340	+267	700	+570
8	+5,0	120	+90,0	360	+283	750	+610
10	+6,3	130	+98,0	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				

За змішаного навантаження окремо визначають навантаження житлових будинків, виробничих споживачів, громадських приміщень і комунальних підприємств з використанням коефіцієнтів одночасності (табл. 6.7). Загальне навантаження ділянки мережі знаходять підсумовуванням цих навантажень за допомогою (6.60)–(6.62).

За розрахункове навантаження для вибору перерізу проводів або потужності трансформаторної підстанції беруть більше максимальне навантаження P_o або P_e . Якщо від споживчої трансформаторної підстанції живляться лише виробничі споживачі, то розрахункове навантаження підстанції можна вибирати лише за денним максимумом, а у разі живлення побутових споживачів – за вечірнім.

Таблиця 6.7

**Коефіцієнт одночасності для підсумовування
електричного навантаження в мережах напругою 0,38 кВ**

Спожи- вачі	Кількість споживачів										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	≥ 500
Житлов і будинк і з пито- ним на- ванта- женням на вводі, кВт/буд : ≤ 2 : > 2	0,76 0,75	0,66 0,64	0,55 0,53	0,49 0,47	0,44 0,42	0,40 0,37	0,37 0,34	0,30 0,27	0,26 0,24	0,24 0,20	0,22 0,12
Житлов і будинк і з елек- тропли- тами і	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12

во- донагрі в- никами											
Вироб- ничі спо- живачі	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

За наявності в зоні електропостачання сезонних споживачів (парники, теплиці, зрошення та ін.) розрахункові навантаження мережі визначаються з урахуванням коефіцієнта сезонності (табл. 6.8). Якщо сезонні споживачі становлять від сумарного навантаження традиційних споживачів понад 20% весною, 30% влітку або 10% для осінньо-літнього періоду, то крім розрахункового зимового режиму виконують розрахунок для відповідного сезону.

Таблиця 6.8

Коефіцієнт сезонності сільськогосподарських споживачів

Споживачі	Сезон			
	зима	весна	літо	осінь
Традиційні	1	0,8	0,7	0,9
Зрошення	0...0,1	0,3...0,5	1	0,2...0,5
Закритий ґрунт на електрообігріві	0,3	1	0	0
Осінньо-літні	0,2	0	1	1

Повна потужність на ділянках мережі напругою 0,38 кВ визначається за розрахунковим активним навантаженням цих ділянок і відповідних коефіцієнтів потужності ($\cos\varphi$), які наведено в табл. 6.9.

Для трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ $\cos\varphi$ для денного максимуму за виробничого навантаження беруть 0,7, комунально-побутового – 0,9, змішаного – 0,8; для вечірнього максимуму за

виробничого навантаження – 0,75, комуналь-но-побутового – 0,92, за змішаного – 0,83.

Таблиця 6.9

**Коефіцієнт потужності
сільськогосподарських споживачів
і трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ**

Споживачі, трансформаторні підстанції	Коефіцієнт потужності ($\cos\phi$) і коефіцієнт реактивної потужності ($\tg\phi$) за максимуму навантаження			
	Денний		Вечірній	
	$\cos\phi$	$\tg\phi$	$\cos\phi$	$\tg\phi$
Тваринницькі і птахівничі приміщення	0,75	0,88	0,85	0,62
Те саме з електрообігрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Опалення, вентиляція тваринницьких приміщень	0,99	0,15	0,99	0,15
Зерносховища і площадки зерноочищення	0,70	1,02	0,75	0,88
Установки зрошення і дренажу ґрунту	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники і теплиці на електрообігріві	0,92	0,43	0,96	0,29
Майстерні, гаражі для машин, тракторні стани	0,70	1,02	0,75	0,88
Маслобойня і млин	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи по переробці сільськогосподарської продукції	0,75	0,88	0,80	0,75
Громадські організації і комунальні підприємства	0,85	0,62	0,90	0,48
Житлові будинки без електроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Те саме з електроплитами і водонагрівачами	0,92	0,43	0,96	0,29

ТП 10/0,4 кВ з навантаженням:				
виробничим	0,70	1,02	0,75	0,88
комунально-побутовим	0,90	0,48	0,92	0,43
змішаним	0,80	0,75	0,83	0,67

Річне споживання електроенергії на шипах трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ наближено визначається за розрахунковим навантаженням і річним числом годин його використання (крім сезонних споживачів). Відповідні дані для цього вміщено в табл. 6.10.

Таблиця 6.10

**Залежність річного числа годин використання
максимуму навантаження
від розрахункового навантаження**

Розрахункове навантаження, кВт	Річна кількість годин використання максимуму (T_{max}) за навантаження		
	Комунально- побутового	Виробничого	Змішаного
<10	900	1100	1300
10...20	1200	1500	1700
20...50	1600	2000	2200
50...100	2000	2500	2800
100...250	2350	2700	3200
>250	2600	2800	3400

Якщо відомо річне споживання електроенергії, то, користуючись табл. 6.11, можна визначити T_{max} , а потім і P_{max} .

Під час проектування мереж напругою 10–110 кВ розрахункові навантаження визначаються на підставі існуючого навантаження трансформаторів підстанцій з урахуванням коефіцієнта росту і навантаження нових споживачів, що потребують встановлення нових підстанцій.

Таблиця 6.11

**Залежність річної кількості годин використання
максимуму навантаження від споживання
електроенергії**

Розрахункове споживання електроенергії тис. кВт. год	Річна кількість годин використання максимуму (T_{max}) за навантаження		
	комунально- побутового	виробничого	змішаного
< 10	900	1100	1300
10...25	1200	1500	1700
28...80	1600	2000	2200
80...200	2000	2500	2800
200...600	2350	2700	3200
> 600	2600	2800	3400

Розрахункові навантаження мереж визначають за формулою:

$$P_p = P k_p, \quad (6.63)$$

де P – існуюче навантаження підстанцій у вихідному році, кВт;

k_p – коефіцієнт росту навантаження за табл. 6.12, який показує відношення навантаження розрахункового і вихідного років.

Для визначення денного і вечірнього максимумів навантаження приймають коефіцієнти участі в максимумі. Коефіцієнт участі в денному (вечірньому) максимумі навантаження показує, яка частина максимального навантаження припадає на денний (вечірній) максимум навантаження. Для виробничих споживачів $k_d = 1$, $k_b = 0,6$; для побутових споживачів у будинках без електроплит $k_d = 0,3...0,4$, $k_b = 1$, у будинках з електроплитами $k_d = 0,6$, $k_b = 1$; для змішаного навантаження $k_d = k_b = 1$.

Таблиця 6.12

**Коефіцієнт росту навантаження k_p
для існуючих трансформаторних підстанцій
залежно від виду споживачів**

Споживачі	Розрахунковий рік			
	5-й	7-й	10-й	12-й
Комунально-побутові	1,3	1,3	1,8	2,0
Виробничі	1,3	1,4	2,1	2,4
Змішані та інші несільськогосподарські	1,3	1,4	2,0	2,2

Примітка. Коефіцієнтами росту навантаження на 10- і 12-й роки враховують навантаження всіх споживачів, включаючи і нові. Для споживачів, розвиток яких не передбачається, коефіцієнт росту приймають таким, що дорівнює 1.

Підсумовування денного і вечірнього навантажень на ділянках мережі напругою 6–20 кВ здійснюється підсумовуванням відповідних навантажень трансформаторної підстанції з урахуванням коефіцієнта одночасності, який вибирають за такими даними:

Кількість трансформаторних підстанцій	2	3	5	10	20	≥ 25
Коефіцієнт одночасності	0,9	0,85	0,8	0,7	0,7	0,65

Якщо окремі навантаження відрізняються між собою більш як в чотири рази, то підсумовування здійснюють за допомогою (6.60–6.62). Для головної ділянки спочатку навантаження групують так, щоб в групі окремі навантаження не відрізнялися одне від одного більш як в чотири рази; підсумовують їх у групі з урахуванням коефіцієнта одночасності, а потім, використовуючи (6.60–6.62), визначають розрахункове навантаження. Групування здійснюють

окремо для денного і вечірнього навантажень трансформаторної підстанції.

Значення натурального коефіцієнта потужності на ділянках мереж напругою 10–110 кВ визначають за номограмою (рис. 6.10) залежно від співвідношення виробничого і сумарного розрахункового навантажень.

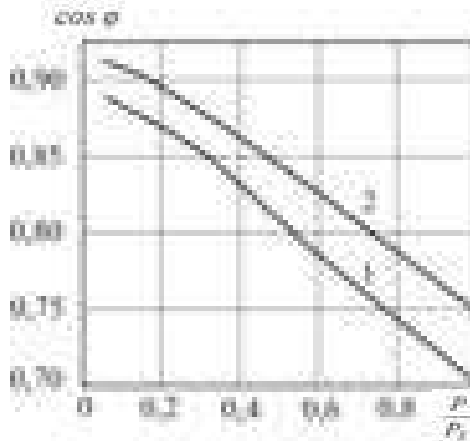


Рис. 6.10. Залежність коефіцієнта потужності від співвідношення виробничого і сумарного максимумів навантаження: 1 – денного; 2 – вечірнього

Розрахункові навантаження мереж напругою 35–110 кВ визначають за результатами розрахунку навантажень мережі напругою 10 кВ або, виходячи з існуючого навантаження трансформаторних підстанцій 35–110/10 кВ і коефіцієнтів їх росту, з урахуванням нових великих споживачів (тваринницькі комплекси, птахофабрики, тепличні комбінати), а також інших споживачів із розрахунковим навантаженням понад 250 кВт.

Коефіцієнт росту навантаження на розрахунковий рік для існуючих підстанцій 35–110/10 кВ приймають залежно від прогнозу електроспоживання в області (районі).

Підсумовування навантажень підстанцій виконують з урахуванням їх добових графіків, а навантаження ділянок мережі

напругою 35–110 кВ – з урахуванням коефіцієнта одночасності за такими даними:

Кількість підстанцій 35–110/10 кВ або ліній напругою 35–110 кВ	2	3	≥ 4
Коефіцієнт одночасності k_0	0,97	0,95	0,90

6.7. Перевірка електромережі на коливання напруги під час пуску електродвигунів

Відомо, що пусковий струм короткозамкнених електро-двигунів у 4–6,5 разів більший від їх номінального струму. Тому втрата напруги в мережі під час пуску в кілька разів більша від втрати напруги за нормальної роботи, що призводить до різкого зниження напруги на затискачах електродвигунів.

Пуски електродвигунів здійснюють не часто, а тривалість пуску здебільшого не перевищує 10 с. Тому відхилення напруги під час пуску електродвигунів допускають значно більші, ніж у разі нормальної роботи. Проте пусковий момент має бути достатнім для розгону електродвигуна до номінальних обертів.

Для електродвигунів з легкими умовами пуску (якщо початковий момент привідного механізму менший за $1/3M$ або дорівнює йому) допускається зменшення напруги на затискачах у момент пуску не нижче 30% від $U_{ном}$. На затискачах інших електродвигунів напруга має знижуватися не більш як на 20% номінальної.

Коливання напруги в мережі перевіряють здебільшого під час пуску короткозамкнених електродвигунів, приєднаних до джерела електроенергії (синхронного генератора або трансформатора) через повітряну лінію.

Наближене значення втрати напруги у відсотках під час пуску двигуна визначають за формулою:

$$\Delta U = \frac{z_M}{z_M + z_{a,ДВ}}, \quad (6.64)$$

де z_M – повний опір мережі;

$z_{a,ДВ}$ – повний опір короткого замикання асинхронного двигуна (Ом), при цьому:

$$z_{a,ДВ} = \frac{U}{\sqrt{3}k_I I},$$

де U і I – відповідно номінальні напруга і струм електродвигуна, В і А;

k_I – кратність пускового струму електродвигуна.

Для однофазного електродвигуна:

$$z_{a,ДВ} = \frac{U}{k_I I}.$$

У разі живлення від трансформатора:

$$z_M = z_{Л} + z_T,$$

де $z_{Л} = z_0 l$ – повний опір лінії, Ом;

z_0 – повний опір 1 км проводу, Ом;

l – довжина повітряної лінії, км;

z_T – повний опір короткого замикання трансформатора, при цьому:

$$z_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{ном}},$$

де U_K – напруга короткого замикання трансформатора, %;

$U_{ном}$ – номінальна напруга трансформатора, В;

$I_{ном}$ – номінальний струм трансформатора, А.

Якщо електродвигун живиться від однофазного трансформатора, то:

$$z_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{I_{ном}}.$$

Для трифазних трансформаторів повний опір короткого замикання, зведений до напруги 380 В, становитиме за потужності 10 кВ·А – 0,65 Ом; 16 кВ·А – 0,41 Ом; 25 кВ·А – 0,26 Ом; 40 кВ·А – 0,163 Ом; 63 кВ·А – 0,103 Ом; 100 кВ·А – 0,065 Ом.

У разі живлення від генератора:

$$z_M = z_{\text{Л}} + z_{\Gamma},$$

де z_{Γ} – повний опір генератора (Ом), при цьому:

$$z_{\Gamma} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном} BKЗ},$$

тут $U_{ном}$ і $I_{ном}$ – відповідно номінальні напруга і струм генератора, В і А;

BKЗ – відношення короткого замикання генератора.

Якщо генератор має компаундування (струм збудження регулюється не лише за струмом навантаження, а й за напругою), то можна вибрати $z_{\Gamma} = 0$.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що називається активним опором?
2. Що спричинює реактивний опір проводів?
3. Чому індуктивність кабелю менша від індуктивного опору повітряних ліній?
4. Чим відрізняється опір сталених проводів від опору проводів з кольорового металу?

5. Від чого залежать зовнішня і внутрішня складові часини індуктивного опору стальних проводів?

6. Що таке спад і втрата напруги в колах змінного струму?

7. Що називається активною і реактивною, поздовжньою і поперечною складовими спаду напруги в колах змінного струму?

8. Де знаходяться на векторній діаграмі втрата напруги, поздовжня складова спаду напруги, активна і реактивна складові втрати напруги?

9. Який порядок визначення перерізу проводу, сталого вздовж усієї магістралі?

10. Як розрахувати електричні мережі на мінімум витрати металу?

ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ

Задача 4. На підставі обстеження в табл. 6.13 наведено дані про існуючі підстанції 10/0,4 кВ, що живляться від лінії напругою 10 кВ, яка відходить від районної підстанції, а в табл. 6.14 – відомості про споживача, будівництво якого передбачено в зоні проходження цієї лінії. Визначити розрахункове навантаження лінії напругою 10 кВ за розрахункового періоду 5 років.

Таблиця 6.13

**Відомості про діючі підстанції 10/0,4 кВ ліній 10 кВ,
що живляться від районної підстанції А**

Місцезна- ходження трансфор- маторної підстанції	№ під- станц ії на схемі	Потужність трансфор- маторів підстанції, кВ·А	Наванта- ження	Макси- мальне наванта- ження	Відомості про роз- виток наван- таження
с. Жовтневе	1	250	Комплекс з виробництва молока (1600 корів)	200 кВт	
Те саме	2	100	Господарськи й двір	67 кВт	

– // –	3	160	Комуналь-но-побутове	275 тис. кВт·год на рік	
с. Семенівка	4	63	Те саме	40 кВт	
Тесаме	5	100	Майстерня, комунально-побутове	70 кВт	
ФГ "Петровське"	6	250	Свино-ферма	160 кВт	
Те саме	7	100	Зрошення	50 кВт	
х. Костівщина	9	40	Кому-нально-побутове	18 А	Не перспективне
Те саме	10	40	Тракторна бригада	10 кВт	

Розв'язок

На розрахункову схему (рис. 6.11) наносимо номер трансформаторної підстанції, чисельником дробу – встановлену потужність (кВ·А), знаменником – розрахункове навантаження (кВт).

Комплекс із виробництва молока ще не до кінця введено в експлуатацію. За розрахункового навантаження 300 кВт (табл. 6.3) та існуючого навантаження (майже 200 кВт) вводимо коефіцієнт росту навантаження 1,5, тому розрахункове навантаження для ТП1 буде:

$$P_1 = 200 \cdot 1,5 = 300 \text{ кВт} .$$

Для ТП2 коефіцієнт росту навантаження приймаємо за даними табл. 6.12. Розрахункове навантаження:

$$P_2 = 67 \cdot 1,4 = 94 \text{ кВт} .$$

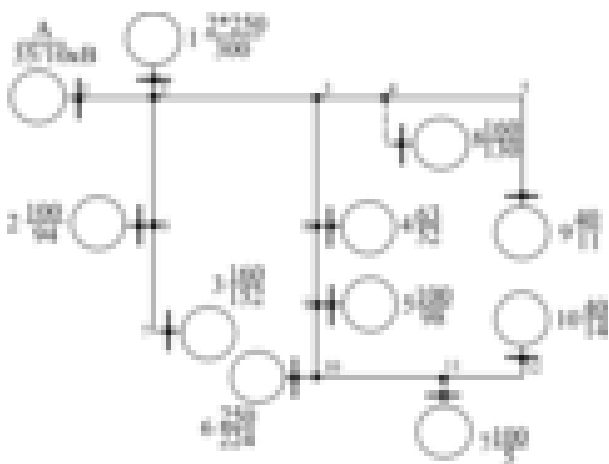


Рис. 6.11. Електромережа напругою 10 кВ

Таблиця 6.14

Відомості про споживача, будівництво якого передбачено на п'ятирічний строк в зоні підстанції А

Місцезна- ходження спожива- ча	Номер підстанції	Номі- нальна потуж- ність транс- формат о-ра, кВ·А	Розра- хункове макси- мальне наван- тажен- ня, кВт	Спо- живач	Характери- стика продукції споживача		Рік введення в експлуатацію
					од. вимір у	кіль- кість	
с.Семенівка	8	160	130	Цегель- ний завод	тис. шт.	5000	

Дані про навантаження, виражені річним споживанням електроенергії, необхідно звести до активної потужності. Так, для ТПЗ максимальне навантаження:

$$P_3' = \frac{W}{T_{\max}} = \frac{275 \cdot 10^3}{2350} = 117 \text{ кВт},$$

де W – річне споживання електроенергії ТПЗ; T_{\max} – річне число годин використання максимуму навантаження за табл. 6.11.

Розрахункове навантаження ТПЗ:

$$P_3 = 117 \cdot 1,3 = 152 \text{ кВт}.$$

Аналогічно визначаємо інші розрахункові навантаження:

$$P_4 = 40 \cdot 1,3 = 52 \text{ кВт};$$

$$P_5 = 70 \cdot 1,4 = 98 \text{ кВт};$$

$$P_6 = 160 \cdot 1,4 = 224 \text{ кВт};$$

$$P_{10} = 10 \cdot 1,4 = 14 \text{ кВт}.$$

Для ТП7 з навантаженням зрошення коефіцієнт росту приймаємо таким, що дорівнює 1. Навантаження зрошення слід помножити на коефіцієнт сезонності згідно з табл. 6.8 (для зимового періоду $k_{\text{сез}} = 0 \dots 0,1$). Для зони Півдня України приймаємо $k_{\text{сез}} = 0,1$; тоді:

$$P_7 = 50 \cdot 0,1 = 5 \text{ кВт}.$$

Оскільки навантаження зрошення становить менше 30% загального навантаження (традиційних споживачів), розрахунок для літнього режиму не проводимо.

Для нового навантаження (ТП8) розрахункове максимальне навантаження 130 кВт наносимо на схему без змін. Коефіцієнт росту навантаження ТП9 становить 18А, його необхідно звести до активної потужності:

$$P_9 = \sqrt{3}UI \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 0,38I \cos \varphi = 0,66I \cos \varphi = 0,66 \cdot 18 \cdot 0,93 = 11 \text{ кВт}.$$

Денні й вечірні розрахункові навантаження трансформаторних

підстанцій знаходимо з урахуванням коефіцієнтів денного й вечірнього максимумів:

$$\text{Для ТП1: } P_D = 300 \cdot 1 = 300 \text{ кВт}; \quad P_B = 300 \cdot 0,6 = 180 \text{ кВт};$$

$$\text{Для ТП2: } P_D = 94 \cdot 1 = 94 \text{ кВт}; \quad P_B = 94 \cdot 0,6 = 56,5 \text{ кВт};$$

$$\text{Для ТП3: } P_D = 152 \cdot 0,3 = 45,5 \text{ кВт}; \quad P_B = 152 \cdot 1 = 152 \text{ кВт}.$$

Аналогічно визначаємо розрахункові навантаження інших трансформаторних підстанцій.

Розрахункові навантаження на ділянках електромережі знаходимо підсумовуванням відповідних навантажень трансформаторних підстанцій. Так, на ділянці 2–6 необхідно підсумувати навантаження ТП2 і ТП3 з урахуванням коефіцієнта одночасності:

$$P_{D\,2-6} = (94 + 45,5) \cdot 0,9 = 125 \text{ кВт};$$

$$P_{B\,2-6} = (56,5 + 152) \cdot 0,9 = 187 \text{ кВт}.$$

Підсумовування навантажень на ділянці 3–4 здійснюємо за даними табл. 6.6, оскільки навантаження ТП9 менше навантаження ТП8 більш ніж у чотири рази. До більшого навантаження додаємо визначене ΔP від меншого навантаження за табл. 6.6 ($P = 3,3$, $\Delta P = 2$; $P = 11$, $\Delta P = 7$):

$$P_{D\,3-4} = 130 + 2 = 132 \text{ кВт}; \quad P_{B\,3-4} = 78 + 7 = 85 \text{ кВт}.$$

Для визначення сумарної потужності на ділянках з багатьма навантаженнями групуємо трансформаторні підстанції так, щоб їх навантаження не відрізнялись один від одного більш як в чотири рази. Навантаження групи визначаємо з урахуванням коефіцієнта одночасності, а сумарне навантаження всіх груп – за табл. 6.6.

Так, для ділянки 1–2 маємо:

$$P_{D\,1-2}^{(I)} = (300 + 94 + 98 + 224 + 130) \cdot 0,8 = 676,8 \text{ кВт};$$

$$P_{Д1-2}^{(II)} = 45,5 \text{ кВт} (\Delta P = 32,8 \text{ кВт});$$

$$P_{Д1-2}^{(III)} = (15,5 + 5 + 3,3 + 4,2) \cdot 0,82 = 23 \text{ кВт} (\Delta P = 15,1 \text{ кВт}).$$

Розрахункове денне навантаження на ділянці 1–2:

$$P_{Д1-2} = 676,8 + 32,8 + 15,1 = 724,7 \text{ кВт}.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{Б1-2}^{(I)} = (180 + 56,5 + 152 + 52 + 59 + 135 + 78) \cdot 0,77 = 548,6 \text{ кВт};$$

$$P_{Б1-2}^{(II)} = 3 \text{ кВт} (\Delta P = 1,8 \text{ кВт});$$

$$P_{Д1-2}^{(III)} = (11 + 14) \cdot 0,9 = 22,5 \text{ кВт} (\Delta P = 14,7 \text{ кВт}).$$

Сумарне вечірнє розрахункове навантаження:

$$P_{Б1-2} = 548,6 + 14,7 + 1,8 = 564,5 \text{ кВт}.$$

Задача 5. Від споживчої трансформаторної підстанції ТП відходять дві лінії напругою 0,38 кВ: одна з них живить господарський двір з двома корівниками з механізацією по 200 корів, телятник з родильним відділенням на 120 телят і молочний блок на 3 т/добу; друга – житлові будинки з існуючим середньорічним споживанням електроенергії 500 кВт·год і продуктовий магазин (рис. 6.12а).

Визначити розрахункові навантаження, перерізи алюмінієвих проводів за методом мінімальних зведених затрат і втрату напруги в зовнішній мережі напругою 0,38 кВ. Розрахунковий період 5 років, товщина стінки ожеledі $b = 10 \text{ мм}$ і $\Delta U_{\text{доп}} = 8\%$.

Розв'язок

Спочатку визначимо розрахункові навантаження на вводах до окремих споживачів. Річне споживання електроенергії жилим будинком на розрахунковий рік (7-й) становить 750 кВт·год, а максимальне навантаження на вводах окремих виробничих і громадських споживачів знаходимо за табл. 27 і наносимо на схему мережі (рис. 6.12б) у вигляді дробу: в чисельнику – денне навантаження, кВт; в знаменнику – вечірнє. Лінію, що живить лише побутові споживачі (жилі будинки і магазин), розраховуватимемо

тільки за вечірнім максимумом; тому для неї визначимо лише вечірнє розрахункове навантаження.

Навантаження вуличного освітлення розраховуємо для вулиці місцевого значення завширшки 10 м. Згідно з нормами на 1 м воно становить 4,5 Вт; за загальної довжини вулиці 1,2 км навантаження вуличного освітлення буде 5,4 кВт. На ділянках 1–5 (господарський двір) за кількості приміщень 3 і загальної довжини периметра господарського двору 700 м навантаження зовнішнього освітлення становитиме:

$$0,25 + 0,003 \cdot 700 = 2,85 \text{ кВт}.$$

Сумарне навантаження вуличного освітлення $5,4 + 2,85 = 8,25 \text{ кВт}$.

Після визначення навантаження на вводах до споживачів знаходимо розрахункове навантаження на окремих ділянках мережі. На лінії, що живить господарський двір, споживачі за навантаженням між собою відрізняються менш ніж в чотири рази, тому їх потрібно підсумовувати з урахуванням коефіцієнта одночасності.

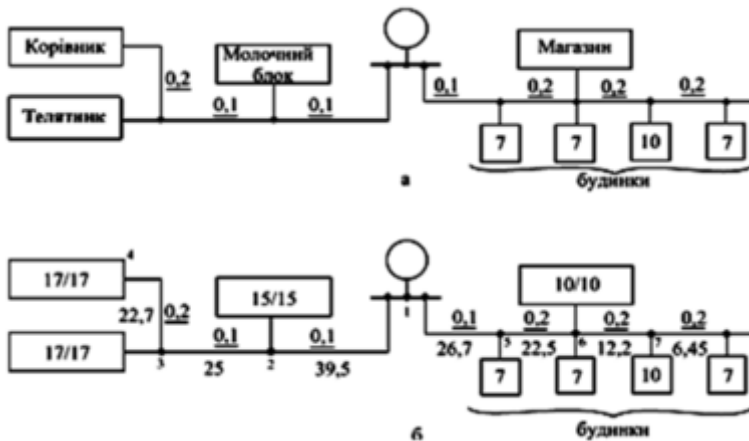


Рис. 6.12. Розподільча мережа з напругою 10 кВ:

а – вихідні дані; б – розрахункові навантаження

На ділянці 3–4 навантаження:

$$P_{Д3-4} = P_{В3-4} = P_4 = 17 \text{ кВт}.$$

Повне навантаження (з урахуванням $\cos\varphi$):

$$S_{Д3-4} = 17 / 0,75 = 22,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}; S_{ВВ3-4} = 17 / 0,85 = 20 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

На ділянці 2–3 навантаження:

$$P_{Д2-3} = (17 + 5) \cdot 0,85 = 18,7 \text{ кВт};$$

$$P_{В2-3} = (17 + 8) \cdot 0,85 = 21,2 \text{ кВт}.$$

$$S_{Д2-3} = 18,7 / 0,75 = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{В2-3} = 21,2 / 0,85 = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

На ділянці 1–2 навантаження:

$$P_{Д1-2} = (17 + 5 + 15) \cdot 0,8 = 29,6 \text{ кВт};$$

$$P_{В1-2} = (17 + 8 + 15) \cdot 0,8 = 32 \text{ кВт};$$

$$S_{Д1-2} = 29,6 / 0,75 = 39,5 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{В1-2} = 32 / 0,85 = 37,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для лінії, що живить житлові будинки і магазин, визначаємо лише вечірнє розрахункове навантаження з урахуванням коефіцієнта одночасності за формулою:

$$P_p = P_n \cdot n \cdot k_0,$$

де P_n – максимальне навантаження на вводі в будинок, кВт; n – кількість будинків; k_0 – коефіцієнт одночасності за табл. 6.7.

На ділянці 7–8 навантаження:

$$P_{B7-8} = 1,75 \cdot 7 \cdot 0,49 = 6 \text{ кВт} ;$$

повне навантаження:

$$S_{B7-8} = 6 / 0,93 = 6,45 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Розрахункове навантаження на ділянці 6–7:

$$P_{B6-7} = 1,75 \cdot 17 \cdot 0,38 = 11,6 \text{ кВт} ;$$

$$S_{B6-7} = 11,6 / 0,93 = 12,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

На ділянці 5–6 підсумовування виконуємо окремо для житлових будинків і магазину. У вечірній максимум навантаження житлових будинків:

$$P'_{B5-6} = 1,75 \cdot 24 \cdot 0,35 = 14,7 \text{ кВт} ;$$

$$S'_{B5-6} = 14,7 / 0,93 = 15,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Навантаження магазину з житловими будинками підсумовуємо за табл. 6.5. Потужності 10 кВт відповідає $\Delta P = 6 \text{ кВт}$, тому:

$$S''_{B5-6} = 6 / 0,9 = 6,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Сумарне навантаження ділянки 5–6:

$$P_{B5-6} = 14,7 + 6 = 20,7 \text{ кВт} ; S_{B5-6} = 15,8 + 6,7 = 22,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

На ділянці 1–5 навантаження житлових будинків:

$$P'_{B1-5} = 1,75 \cdot 31 \cdot 0,34 = 18,5 \text{ кВт}.$$

Сумарне навантаження на ділянці 1–5:

$$P_{B1-5} = 18,5 + 6 = 24,5 \text{ кВт} ;$$

$$S_{B1-5} = 18,5 / 0,93 + 6 / 0,9 = 26,7 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Сумарне навантаження на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ складається з навантаження жилих будинків $P'_B = P'_{B1-5} = 18,5 \text{ кВт}$ і навантаження інших споживачів. У розглянутому випадку останні за навантаженням між собою відрізняються менш ніж у чотири рази; тому їх підсумовуємо з урахуванням коефіцієнта одночасності:

$$P_B'' = (17 + 8 + 15 + 10) \cdot 0,78 = 39 \text{ кВт} .$$

Навантаження житлових будинків, виробничих і громадських споживачів підсумовуємо за табл. 6.5

(за $P = 18,5 \text{ кВт}$ $\Delta P = 11,5 \text{ кВт}$):

$$P_{B.T.П.} = 39 + 11,5 = 50,5 \text{ кВт} .$$

Розрахункове навантаження трансформаторної підстанції з урахуванням зовнішнього освітлення становитиме:

$$P_{\Sigma T.П.} = 50,5 + 8,25 = 58,75 \text{ кВт} .$$

Повна потужність підстанції із змішаним навантаженням ($\cos \varphi = 0,83$):

$$S_P = \frac{58,75}{0,83} = 70,8 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Розрахунок ліній, що живлять господарський двір, здійснимо за денним розрахунковим навантаженням ($S_d > S_B$), а лінію, що живить житлові будинки і магазин, за вечірнім розрахунковим навантаженням S_B .

Для вибору перерізу проводів складаємо табл. 6.15. У третю графу заносимо розрахункове (максимальне) навантаження.

Оскільки це навантаження досягається на 7-й рік, приймаємо коефіцієнт динаміки росту навантаження $k_p = 0,7$, яким враховуємо темп росту навантаження.

Таблиця 6.15

Розрахункові дані з вибору перерізу проводів електромережі напругою 0,38 кВ

Ділянка	Розрахункове навантаження, кВ·А	Коефіцієнт динаміки росту навантаження	Еквівалентна потужність, кВ·А	Довжина ділянки, км	Попередній вибір марки і перерізу проводів	Попередній розрахунок втрати напруги, %			Остаточні марка і переріз проводів	Втрата напруги за вибраних проводів, %		
						%	на ділянці	від підстанції		%	на ділянці	від підстанції
						кВ·А·км				кВ·А·км		
1–2	39,5	0,7	27,6	0,1	3А50+А50	0,455	1,8	7,2				
2–3	25	0,7	17,5	0,1	3А25+А25	0,767	1,9	5,4				
3–4	22,7	0,7	16	0,2	3А25+А25	0,767	3,5	3,5				
1–5	26,7	0,7	18,7	0,1	3А25+А25	0,838	2,2	12,8	3А35+А35	0,634	1,7	7,7
5–6	22,5	0,7	15,8	0,2	3А25+А25	0,838	3,8	10,6	3А35+А35	0,634	2,8	6,0
6–7	12,2	0,7	8,5	0,2	3А16+А16	1,276	3,1	6,8	3А35+А35	0,639	1,6	3,2
7–8	6,45	0,7	4,5	0,2	2А16+А16	2,855	3,7	3,7	3А16+А16	1,276	1,6	1,6

Задача 6. Визначити втрату напруги у вольтах і у відсотках від джерела A до споживачів a і b постійного струму з номінальною напругою 220 В. Відстань у метрах, навантаження в амперах і переріз алюмінієвого проводу наведено на схемі мережі (рис. 6.13).

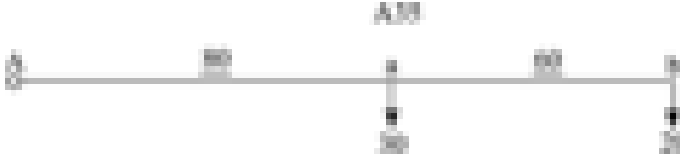


Рис. 6.13.

Схема мережі постійного струму напругою 220 В

Розв'язок

Втрату напруги в лінії постійного струму визначаємо за рівнянням:

$$\Delta U = 2 \Sigma I r.$$

За табл. 6.1 знаходимо для алюмінієвого проводу перерізом 35 мм² $r_0 = 0,85 \text{ Ом} / \text{км}$.

Втрати напруги дорівнюватимуть:

а) до споживача a :

$$\Delta U_{Aa} = 2(30 + 20) \cdot 0,85 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 6,8 \text{ В};$$

$$\Delta U_{Aa}, \% = \frac{6,8}{220} \cdot 100 = 3,1\%;$$

б) до споживача b :

$$\Delta U_{Ab} = \Delta U_{Aa} + \Delta U_{ab};$$

$$\Delta U_{ab} = 2 \cdot 20 \cdot 0,85 \cdot 60 \cdot 10^{-3} = 2,1 \text{ В};$$

$$\Delta U_{ab}, \% = \frac{2,1}{220} \cdot 100 = 1\%;$$

$$\Delta U_{Ab} = 6,8 + 2,1 = 8,9 \text{ В} (4,1\%).$$

До споживача b втрату напруги можна знайти за рівнянням:

$$\Delta U_{Ab} = 2 \Sigma i R = 2[30 \cdot 80 + 20(80 + 60)]0,85 \cdot 10^{-3} = 8,9 \text{ В} ;$$

$$\Delta U_{Ab}, \% = \frac{8,9}{220} \cdot 100 = 4,1\% .$$

Отже, втрату напруги можна визначити як за струмом навантаження, так і за струмом окремих ділянок мережі.

Задача 7. Визначити переріз алюмінієвих проводів розгалуженої мережі напругою 10 кВ (рис. 6.14) на мінімум зведених затрат і за економічною густиною струму за допустимої втрати напруги 8%. Кількість годин використання максимуму навантаження $T_{max} = 2700 \text{ год / рік} .$

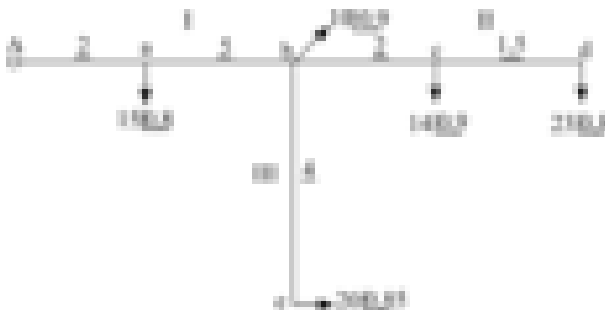


Рис. 6.14. Схема розгалуженої мережі напругою 10 кВ

Розв'язок

Вибір перерізу проводів за умовою мінімальних зведених (розрахункових) затрат є основним методом розрахунку повітряних ліній сільськогосподарського призначення напругою 0,38–20 кВ. Користуючись таблицями інтервалів економічного навантаження, можна вибрати переріз проводів залежно від навантаження, району кліматичних умов, де споруджується лінія, матеріалу опор і темпів збільшення навантаження.

За відсутності конкретних даних стосовно кліматичних умов, матеріалу опор і темпу росту навантаження можна скористатися

усередненими даними інтервалів економічних навантажень для сільських ліній напругою 10 кВ:

Для проводу ПС25 такий інтервал буде в межах 0–5 А;

—>>>—	АС16	—>>>—	5–12А;
—>>>—	АС35	—>>>—	12–22А;
—>>>—	А50	—>>>—	22–31А;
—>>>—	А70	—>>>—	31–47А;
—>>>—	А95	—>>>—	47–63А.

Розрахунок ведемо в такій послідовності:

1. Знаходимо розрахункове максимальне навантаження на окремих ділянках I_{\max} (або P_{\max}). Для розглядуваного прикладу його наведено на рис. 6.15 в амперах.

2. Визначаємо еквівалентне навантаження на окремих ділянках за співвідношенням:

$$I_{\text{екв}} = I_{\max} k_p \text{ (або } P_{\text{екв}} = P_{\max} k_p \text{)}.$$

Коефіцієнт динаміки збільшення навантаження для електричних мереж, що заново споруджуються, приймають $k_p = 0,7$.

Еквівалентне навантаження на ділянці Aa буде:

$$E_{\text{екв}Aa} = 82 \cdot 0,7 = 57,4 \text{ А};$$

аналогічно на ділянці ab $I_{\text{екв}ab} = 46,9 \text{ А}$, на ділянці bc $I_{\text{екв}bc} = 25,9 \text{ А}$, на ділянці cd $I_{\text{екв}cd} = 16,1 \text{ А}$ і на ділянці be $I_{\text{екв}be} = 14 \text{ А}$.

3. Користуючись таблицями, вибираємо основні перерізи проводів для окремих ділянок. Для ділянки Aa вибираємо провід А95, для ділянки ab – провід А70, для ділянки bc – провід А50, для ділянки cd – провід АС35 і для ділянки be – провід АС35.

4. Визначаємо втрату напруги за вибраних перерізів проводів для навантаження розрахункового року P_{\max} , у розглядуваному випадку – навантаження I_{\max} . Щоб визначити дійсну втрату напруги в мережі, необхідно всі навантаження записати через активні і реактивні струми (рис. 6.15). З табл. знаходимо опори проводів, Ом/км:

для проводу А95	$r_0=0,315,$	$x_0=0,36;$
—>>>— А70	$r_0=0,420,$	$x_0=0,37;$

$$\rightarrow\rightarrow\rightarrow A50 \quad r_0=0,588, \quad x_0=0,379;$$

$$\rightarrow\rightarrow\rightarrow AC35/6,2 \quad r_0=0,790, \quad x_0=0,38.$$

Тоді:

$$\Delta U_{Ab} = \sqrt{3}[(69 \cdot 0,315 + 43,8 \cdot 0,36)2 + (57 \cdot 0,42 + 34,8 \cdot 0,37)5] = 448 B;$$

$$\Delta U_{bd} = \sqrt{3}[(31 \cdot 0,588 + 19,9 \cdot 0,379)2 + (18 \cdot 0,790 + 13,8 \cdot 0,38)1,5] = 140 B;$$

$$\Delta U_{be} = \sqrt{3}(17 \cdot 0,790 + 10,5 \cdot 0,38)4 = 121 B;$$

$$\Delta U_{max} = 448 + 140 = 588 B.$$

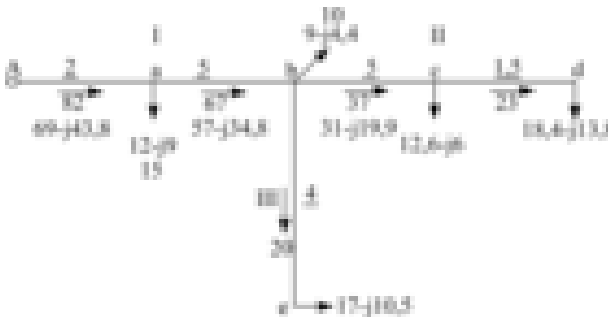


Рис. 6.15. Навантаження електромережі напругою 10 кВ у комплексній формі

Втрата напруги не перевищує допустиме значення.

Для зручності монтажу й експлуатації можна зменшити різнотипність проводів, наприклад на короткій ділянці *Aa* прийняти провід А70; при цьому кількість марок проводів для всієї мережі зменшиться до трьох. Перевірка показує, що втрата напруги при цьому не перевищуватиме допустиме значення.

Проведемо розрахунок електричної мережі за економічною густиною струму. Як уже зазначалось, для зручності монтажу й експлуатації лінії слід мати мінімальну різнотипність проводів. Для розглядуваної схеми приймаємо три розрахункові ділянки: *Ab*, *bd*, *be*.

Із табл. за $T_{max} = 2700 \text{ год} / \text{рік}$ для алюмінієвих проводів $j_{ek} = 1,3 \text{ А} / \text{мм}^2$. Для ділянок з різним навантаженням (Ab і bd) необхідно врахувати коефіцієнт нерівномірності:

$$k_y = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_n^2 l_n}}.$$

Для ділянки Ab :

$$k_{y1} = \sqrt{\frac{82^2 \cdot (2 + 5)}{82^2 \cdot 2 + 67^2 \cdot 5}} = 1,14.$$

Переріз проводів:

$$F_{Ab} = \frac{I_1}{j_{ek} k_{y1}} = \frac{82}{1,3 \cdot 1,14} = 55,3 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід А50.

Для ділянки bd :

$$k_{y2} = \sqrt{\frac{37^2 (2 + 1,5)}{37^2 \cdot 2 + 23^2 \cdot 1,5}} = 1,16.$$

Переріз проводів:

$$F_{bd} = \frac{I_2}{j_{ek} k_{y2}} = \frac{37}{1,3 \cdot 1,16} = 24,5 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід АС25.

Для ділянки be :

$$F_{be} = \frac{I_3}{j_{ek}} = \frac{20}{1,3} = 15,6 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо мінімально допустимий переріз проводу за умовами механічної міцності: провід АС25.

Втрата напруги за вибраних перерізів проводів становитиме:

$$\Delta U_{Ab} = \sqrt{3}[(69 \cdot 0,588 + 43,8 \cdot 0,38)2 + (57 \cdot 0,588 + 34,8 \cdot 0,38)5] = 601 B ;$$

$$\Delta U_{bd} = \sqrt{3}[(31 \cdot 1,33 + 19,9 \cdot 0,4)2 + (18 \cdot 1,33 + 13,8 \cdot 0,4)1,5] = 247 B ;$$

$$\Delta U_{be} = \sqrt{3}(17 \cdot 1,33 + 10,5 \cdot 0,4)4 = 186 B .$$

Оскільки $\Delta U_{bd} > \Delta U_{be}$, дістаємо:

$$\Delta U_{max} = 601 + 247 = 848 B (8,5\%),$$

що перевищує допустиме значення.

На ділянці bd приймаємо провід АС35. Втрата напруги на цій ділянці становитиме:

$$\Delta U_{bd} = \sqrt{3}[(31 \cdot 0,98 + 19,9 \cdot 0,4)2 + (18 \cdot 0,98 + 13,8 \cdot 0,4)1,5] = 193 B ;$$

тоді:

$$\Delta U_{max} = 601 + 193 = 794 B (7,9\%).$$

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК ЗАМКНУТИХ МЕРЕЖ

7.1. Загальні відомості

Замкнутими називають мережі, споживачі яких можуть житися не менш як з двох напрямків. Надійність електропостачання замкнутих мереж значно вища, ніж розімкнутих. У розімкнутій мережі (рис. 7.1а) у разі пошкоджень на головних ділянках припиняється електропостачання всіх споживачів цієї лінії. Це явище особливо небажане під час постачання сільськогосподарських споживачів, де підвищені вимоги до безперебійності подачі електроенергії [67,68].

Якщо в схемі (рис. 7.1а) з'єднати пункти 5 і 8, 12 і 16, то мережа перетвориться в замкнуту (рис. 7.1б). Тепер з вимикання ділянки $A - I$ подача електроенергії до споживачів 1–5 не припиниться, живлення їх здійснюватиметься через ділянку лінії $A - 6 - 7 - 8$. І, навпаки, у разі вимикання ділянки $A - 6$ споживачі 6–8 житимуться від ділянки $A - I - 2 - 8 - 4 - 5$. Отже, кожний споживач електричної енергії може житися з двох напрямків. Проте у разі виходу з ладу ділянок $A - I$ і $A - 6$ значно збільшиться відстань віддалених споживачів від підстанції A . Це вимагає не лише створення додаткових ділянок 5–8, 12–16, а й значного збільшення перерізу проводів інших ділянок, щоб забезпечити допустимі відхилення напруги у віддалених споживачів. Тому витрати матеріалу провідників у замкнутих мережах завжди більші, ніж у розімкнутих.

Надійність схеми можна підвищити, якщо додатково провести внутрішні лінії, наприклад $A - 5$, $9 - 15$ (рис. 7.1в).

У цьому випадку точки 5, 9, 15 зможуть житися з трьох боків. Точки електромережі, які можуть житися не менш як з трьох напрямків, називаються *вузловими*, або *вузлами*. Замкнуті мережі, які не мають вузлів (наприклад, схема рис. 7.1б), називаються *простими замкнутими мережами*, а мережі, які мають вузлові точки, – *складними замкнутими мережами* (рис. 7.1в).

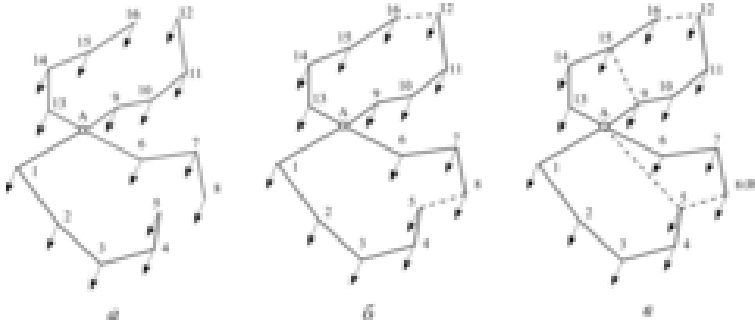


Рис. 7.1. Розподільні мережі:

a – розімкнута; *б, в* – замкнуті

В електричній мережі може бути кілька джерел, наприклад *A* і *B* (рис. 7.1в).

У схемі з вузлами порівняно з простою замкнутою мережею передбачені додатково дві лінії *A – 5* і *9 – 15*. Загальна довжина ліній збільшується, проте умови електропостачання у разі аварійного вимикання ділянок *A – 1*, *A – 6*, *A – 9*, *A – 13* полегшуються, тому можна зменшити переріз проводів магістральних ділянок.

Схему замкнутої мережі вибирають, порівнюючи техніко-економічні показники її різних варіантів.

Основні переваги замкнутих мереж:

1. Безперебійність живлення споживачів електричної енергії, рівень якої визначається видом релейного захисту, що використовується в мережі.

2. Оперативна і режимна гнучкість схеми. У замкнутих мережах без порушення електропостачання можна змінювати напрямки передачі електроенергії, що важливо, наприклад, під час ремонтних робіт. Без вимикання споживачів можемо вимикати окремі ділянки мережі для огляду і ремонту. Крім того, у замкнутих мережах поліпшується режим напруги.

3. Втрати потужності й енергії в замкнутих мережах менші, ніж у розімкнутих. У деяких випадках вартість спорудження резерву для замкнутих мереж також менша від вартості резерву розімкнутих мереж.

З урахуванням зазначених переваг замкнуті мережі рекомендуються для живлення споживачів першої і другої груп.

Недоліки замкнутих мереж порівняно з розімкнутими:

- а) більші витрати матеріалів;
- б) більші капіталовкладення;
- в) складніші схеми релейного захисту і автоматики.

Розрахунок замкнутих мереж складніший, ніж розімкнутих. У розімкнутих мережах потужності або струми на окремих ділянках визначають простим підсумовуванням відповідних навантажень. У замкнутих мережах, навіть якщо довжини ділянок і переріз проводів відомі, визначення потужностей або струмів на цих ділянках потребує спеціальних розрахунків. Розподіл потужності або струму в мережі залежить від довжини, перерізу проводів усіх ділянок мережі, навантаження і його розподілу в усій мережі, а також від напруги джерел живлення.

7.2. Розрахунок лінії з двостороннім живленням

Лінія з двостороннім живленням являє собою більш простий тип замкнутої мережі. Це – магістраль з двома джерелами живлення (рис. 7.2). У разі обриву проводів на будь-якій ділянці і навіть виходу з ладу одного джерела живлення електропостачання споживачів не порушується.

Допустимо, що в розглядуваній лінії (рис. 7.2) точка 1 живиться від джерела A , а точка 3 – від джерела B . Точку 2, яка живиться від обох джерел, називають *точкою струмоподілу* і позначають на схемах трикутником. У загальному випадку напруги джерел живлення відрізняються за значенням, тобто $U_A \neq U_B$. Позначимо навантаження i_1 , i_2 та i_3 , а струми, що проходять ділянками, їх опори і довжини – відповідними індексами (наприклад, для ділянки $A1$ струм I_{A1} , опір z_{A1} і довжина l_{A1}). Допускаємо, що лінія виконана проводами з кольорового металу.

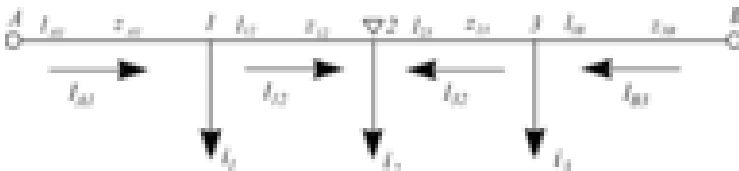


Рис. 7.2. Магістраль з двостороннім живленням

Спад напруги від джерел живлення до точки струмоподілу:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_2 = \sqrt{3}(\dot{I}_{A1}z_{A1} + \dot{I}_{12}z_{12}), \quad (7.1)$$

$$\dot{U}_B - \dot{U}_2 = \sqrt{3}(\dot{I}_{B3}z_{B3} + \dot{I}_{32}z_{32}). \quad (7.2)$$

Відніmemo від першого рівняння друге:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3}(\dot{I}_{A1}z_{A1} + \dot{I}_{12}z_{12} - \dot{I}_{B3}z_{B3} - \dot{I}_{32}z_{32}). \quad (7.3)$$

Якщо нехтувати ємнісною провідністю лінії, то сума струмів, що витікають із джерел живлення, дорівнює сумі струмів навантажень:

$$\dot{I}_{A1} + \dot{I}_{B3} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3. \quad (7.4)$$

Звідси:

$$\dot{I}_{B3} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 - \dot{I}_{A1}$$

Користуючись першим правилом Кірхгофа, для точок 1 і 2 можемо записати:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{12} &= \dot{I}_{A1} - \dot{i}_1, \\ \dot{I}_{32} &= \dot{i}_2 - \dot{I}_{12} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 - \dot{I}_{A1}. \end{aligned}$$

Підставивши ці значення в рівняння (7.3), після перетворення матимемо:

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{I}_{A1}(z_{A1} + z_{12} + z_{B3} + z_{32}) - \dot{i}_1(z_{12} + z_{B3} + z_{32}) - \dot{i}_2(z_{B3} + z_{32}) - \dot{i}_3z_{B3}.$$

Оскільки:

$$z_{A1} + z_{12} + z_{B3} + z_{32} = z_{AB}; \quad z_{12} + z_{B3} + z_{32} = z_{1B};$$

$$z_{B3} + z_{32} = z_{2B}; \quad z_{B3} = z_{3B}.$$

дістаємо:

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{I}_{A1} z_{AB} - \dot{I}_1 z_{B1} - \dot{I}_2 z_{B2} - \dot{I}_3 z_{B3}, \quad (7.5)$$

звідки:

$$\dot{I}_{A1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} z_{AB}} + \frac{\sum \dot{I}_k z_{kB}}{z_{AB}}.$$

За аналогією для струму, що виходить із джерела B , можна записати:

$$\dot{I}_{B3} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} z_{AB}} + \frac{\sum \dot{I}_k z_{kA}}{z_{AB}}. \quad (7.6)$$

Якщо $\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_3$, то:

$$\dot{I}_{A1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} z_{AB}} = -\dot{I}_{B3}. \quad (7.7)$$

Струм, що витікає з джерел, за відсутності навантаження визначається відмінністю між напругами джерел і зсувом фаз між ними. Він називається *зрівняльним струмом*. За $U_A = U_B$ з рівнянь (7.5) і (7.6) дістанемо другу складову струму, що виходить із джерела, – *лінійний навантажувальний струм*, який визначається лише навантаженням.

З рівнянь (7.5) і (7.6), помноживши їх на $\sqrt{3}U$, легко визначити потужність джерел живлення.

Повна потужність джерела A :

$$\dot{S}_{A3} = \frac{\dot{U}(\dot{U}_A - \dot{U}_B)}{z_{AB}} + \frac{\sum \dot{S}_k z_{kB}}{z_{AB}}, \quad (7.8)$$

аналогічно:

$$\dot{S}_{B3} = \frac{\dot{U}(\dot{U}_B - \dot{U}_A)}{z_{AB}} + \frac{\sum \dot{S}_k z_{kA}}{z_{AB}}, \quad (7.9)$$

де U – номінальна напруга мережі;

s_k – повна потужність навантаження в якійсь точці k .

Отже, для розрахунку струмозподілу в лініях з двостороннім живленням спочатку визначають струм, що витікає з джерела, а потім – струми, що проходять по окремих ділянках лінії, і потужності. Точка, в якій струм або потужність змінюють свій знак, є точкою струмозподілу.

Розглянемо окремі випадки.

1. Напруги джерел живлення рівні між собою, тобто $U_A = U_B$. У цьому випадку струми (або потужності), що витікають із джерел живлення, визначаються лише навантаженнями:

$$i_{A1} = \frac{\sum i_k z_{kB}}{z_{AB}}, \quad (7.10)$$

$$i_{B3} = \frac{\sum i_k z_{kB}}{z_{AB}}, \quad (7.11)$$

$$\dot{S}_{A1} = \frac{\sum \dot{S}_k z_{kB}}{z_{AB}}, \quad (7.12)$$

$$\dot{S}_{B3} = \frac{\sum \dot{S}_k z_{kA}}{z_{AB}}. \quad (7.13)$$

2. Напруги джерел живлення рівні між собою за абсолютним значенням ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$) і збігаються за фазою; крім того, усі ділянки магістралі виконані однорідними проводами.

Оскільки:

$$z_{kB} = (r_0 + jx_0)l_{kB}; \quad z_{kA} = (r_0 + jx_0)l_{kA}; \quad z_{AB} = (r_0 + jx_0)l_{AB};$$

$$i_k = (i_a - ji_p)k; \quad s_k = (p - jq)k.$$

підставивши їх у рівнянні (7.10)–(7.13) і скоротивши на $r_0 + jx_0$, дістанемо:

$$i_{A1} = \frac{\sum i_k l_{kB}}{l_{AB}} = \frac{\sum i_{ak} l_{kB}}{l_{AB}} - j \frac{\sum i_{pk} l_{kB}}{l_{AB}}, \quad (7.14)$$

$$i_{B3} = \frac{\sum i_k l_{kA}}{l_{AB}} = \frac{\sum i_{ak} l_{kA}}{l_{AB}} - j \frac{\sum i_{pk} l_{kA}}{l_{AB}}, \quad (7.15)$$

$$\dot{S}_{A1} = \frac{\sum S_k l_{kB}}{l_{AB}} = \frac{\sum p l_{kB}}{l_{AB}} - j \frac{\sum q l_{kB}}{l_{AB}}, \quad (7.16)$$

$$\dot{S}_{B3} = \frac{\sum S_k l_{kA}}{l_{AB}} = \frac{\sum p l_{kA}}{l_{AB}} - j \frac{\sum q l_{kA}}{l_{AB}}. \quad (7.17)$$

Цей випадок під час практичних розрахунків дуже поширений. Для спрощення розрахунку напруги джерел живлення беруть однаковими.

Магістраль лінії з двостороннім живленням майже завжди беруть однорідною, щоб втрати напруги в лінії у разі аварійного вимикання одного з джерел живлення були меншими. Для однорідної магістралі з двостороннім живленням розрахунки спрощуються ще й тому, що до того ж можна окремо обчислювати активні і реактивні складові потужності або струму.

Лінії з двостороннім живленням, як і інші замкнуті мережі, забезпечують живлення споживачів як у нормальному, так і в аварійному режимі у разі виходу з ладу окремих ділянок. Тому під час розрахунків слід ураховувати відповідні допустимі втрати напруги. Перерізи проводів у лініях з двостороннім живленням визначають не за нормальним, а за аварійним режимом.

Лінії з двостороннім живленням розраховують у такій послідовності:

1) за допустимою втратою напруги в аварійному режимі визначають переріз проводів у разі живлення від одного, а потім від другого джерела живлення, до того ж магістраль вибирають однорідною, більший переріз беруть за розрахунковий і вибирають провід;

2) за рівняннями (7.14)–(7.17) знаходять активний і реактивний струми або потужності джерел живлення;

3) визначають окремо потокорозподіл для активних і реактивних струмів або потужностей; у загальному випадку точки

струмоподілу активних і реактивних навантажень можуть не збігатися;

4) визначають найбільшу втрату напруги, в нормальному режимі.

Якщо втрати напруги виходять за межі допустимих, то збільшують переріз проводу і знову визначають максимальну втрату напруги.

Вибраний переріз проводів перевіряють за допустимим нагріванням.

7.3. Розрахунок складних замкнутих мереж

Розраховуючи складні замкнуті мережі, виходять з того, що найменші втрати бувають тоді, коли електроенергія до споживачів надходить найкоротшим шляхом. Розрахунок проводять у такій послідовності:

1) складну замкнуту мережу ділять на кілька розімкнутих ділянок і, користуючись відомими рівняннями, за допустимою втратою напруги визначають розрахункові перерізи проводів або кабелів;

2) вибирають проводи стандартного перерізу, до того ж магістраль вибирають здебільшого однорідною;

3) послідовним перетворенням складну замкнуту мережу перетворюють у лінію з двостороннім живленням, знаходять потужності або струми, що витікають із джерел живлення, і визначають розподіл їх по магістралі та знаходять точку струмоподілу;

4) зворотним перетворенням від лінії з двостороннім живленням знову повертаються до вихідної замкнутої мережі; щоразу під час перетворень знаходять розподіл потужностей або струмів в ускладненій схемі; до того ж у вихідній схемі будуть дійсні розподіл навантаження і точки розподілу потужностей або струмів;

5) обчислюють найбільшу втрату напруги (до однієї з точок струмоподілу) в нормальному режимі; якщо втрата напруги перевищує допустиму, то змінюють переріз проводів і повторюють розрахунок;

б) аналогічно визначають найбільшу втрату напруги у разі розрахункових аварійних режимів і порівнюють її з допустимим значенням для цих режимів; якщо втрата напруги виходить за допустимі межі, то також змінюють переріз проводів і повторюють розрахунок.

Слід зазначити, що в складних замкнутих мережах за аварійних режимів перевантаження окремих ділянок менше, ніж у лінії з двостороннім живленням.

Вибрані перерізи проводів перевіряють за допустимим нагріванням.

Розглянемо докладніше деякі етапи методу перетворення.

1. Зведення проводів до одного перерізу. Щоб розподіл навантажень і втрата напруги на всіх ділянках залишилися без змін, у разі заміни перерізу опір проводу має залишатися тим самим. Зводять проводи до одного перерізу за активним опором, вважаючи, що реактивний опір проводів з кольорового металу не залежить від їх перерізу.

Якщо ділянку довжиною l з перерізом проводів F зводять до перерізу F_{3B} , то слід додержуватись умови, що:

$$\frac{l}{\gamma F} = \frac{l_{3B}}{\gamma_{3B} F_{3B}} = r, \quad (7.18)$$

де l_{3B} – нова, зведена довжина ділянки. З рівняння (7.18) можна записати:

$$l_{3B} = l \frac{\gamma_{3B} F_{3B}}{\gamma F}. \quad (7.19)$$

Для проводів з одного матеріалу, для яких $\gamma_{3B} = \gamma$, рівняння (7.19) спрощується:

$$l_{3B} = l \frac{F_{3B}}{F}. \quad (7.20)$$

2. Складання послідовних і паралельних віток і розподіл струму (потужності) віток. Загальний опір послідовних з'єднань ділянок (рис. 7.3а) становить:

$$z_{\Sigma} = z_1 + z_2 + \dots + z_n. \quad (7.21)$$

Струми (потужності) окремих віток рівні між собою:

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n. \quad (7.22)$$

За паралельного з'єднання окремих ділянок (рис. 7.3б) їх сумарний опір визначають за формулою:

$$z_{\Sigma} = \frac{I}{y_1 + y_2 + \dots + y_n}, \quad (7.23)$$

де $y_1 = \frac{I}{z_1}, y_2 = \frac{I}{z_2}, \dots, y_n = \frac{I}{z_n}$ – провідність відповідних ділянок.

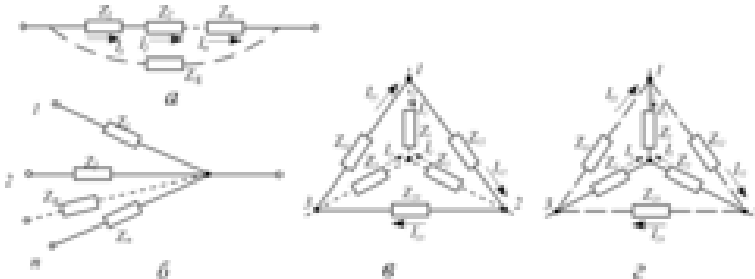


Рис. 7.3. Схеми перетворення електричних мереж:

а – послідовне з'єднання віток; б – паралельне з'єднання віток; в – перетворення трикутника в зірку; г – перетворення зірки в трикутник

Для двох віток:

$$z_{\Sigma} = \frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2}. \quad (7.24)$$

Паралельне з'єднання можна здійснювати лише за еквіпотенціальних (рівнопотенціальних) віток.

Якщо потенціали точок 1, 2, ..., n (рис. 7.3б) однакові, то спад напруги на окремих ділянках:

$$I_1 z_1 = I_2 z_2 = \dots = I_n z_n = I z, \quad (7.25)$$

звідки:

$$I_1 = I \frac{z}{z_1}; I_2 = I \frac{z}{z_2}; \dots; I_n = I \frac{z}{z_n}. \quad (7.26)$$

У разі однорідних проводів:

$$I_1 = I \frac{l}{l_1}; I_2 = I \frac{l}{l_2}; \dots; I_n = I \frac{l}{l_n}. \quad (7.27)$$

Аналогічні рівняння можна записати для потужностей. Користуючись рівнянням (7.27), можна розподілити навантаження за окремими вітками.

3. Перенесення навантажень в інші точки. Якщо на паралельних вітках є відгалуження навантажень, то ці вітки не будуть рівнопотенціальними і складати їх не можна. Ці навантаження слід перенести в точки за межі паралельних віток, але так, щоб збереглися розподіл потужностей (струмів) і спад напруги в окремих ділянках.

Розглянемо перенесення навантажень на прикладі магістралі з двостороннім живленням (рис. 7.4а). Струм, що витікає з джерела A :

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} z_{AB}} + \frac{\dot{i}_1(z_{12} + z_{23} + z_{3B}) + \dot{i}_2(z_{23} + z_{3B}) + \dot{i}_3 z_{3B}}{z_{AB}}. \quad (7.28)$$

Перенесемо навантаження i_{2B} точки 1 і 3 так, щоб розподіл навантаження не порушувався (рис. 7.4б). При цьому для струму, що витікає з джерела A , можна записати:

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} z_{AB}} + \frac{(\dot{i}_1 + \dot{i}_{21})(z_{12} + z_{23} + z_{3B}) + (\dot{i}_3 + \dot{i}_{23})z_{3B}}{z_{AB}}. \quad (7.29)$$

де \dot{i}_{21} і \dot{i}_{23} – струми, перенесені з точки 2 відповідно в точки 1 і 3 . Ліві частини рівнянь (7.28) і (7.29) рівні між собою, тому:

$$\begin{aligned} \dot{i}_1(z_{12} + z_{23} + z_{3B}) + \dot{i}_2(z_{23} + z_{3B}) + \dot{i}_3 z_{3B} = \\ (\dot{i}_1 + \dot{i}_{21})(z_{12} + z_{23} + z_{3B}) + (\dot{i}_3 + \dot{i}_{23})z_{3B}. \end{aligned}$$

Розкривши дужки, дістанемо:

$$\dot{i}_2 z_{23} + \dot{i}_2 z_{3B} = \dot{i}_1(z_{12} + z_{23} + z_{3B}) + \dot{i}_2(z_{23} + z_{3B}) + \dot{i}_3 z_{3B}. \quad (7.30)$$

Оскільки:

$$\dot{i}_{21} + \dot{i}_{23} = \dot{i}_2, \quad (7.31)$$

маємо:

$$\dot{i}_{23} = \dot{i}_2 - \dot{i}_{21}. \quad (7.32)$$

Підставивши рівняння (7.32) у вираз (7.30), дістанемо:

$$\dot{i}_{21} = \dot{i}_2 \frac{z_{23}}{z_{12} + z_{23}}. \quad 7.33$$

Аналогічно:

$$\dot{i}_{23} = \dot{i}_2 \frac{z_{12}}{z_{12} + z_{23}}. \quad (7.34)$$

Аналогічні рівняння застосовують і для потужностей. Якщо вітки однорідні, то в рівняння (7.33) і (7.34) замість опорів підставляють довжини віток.

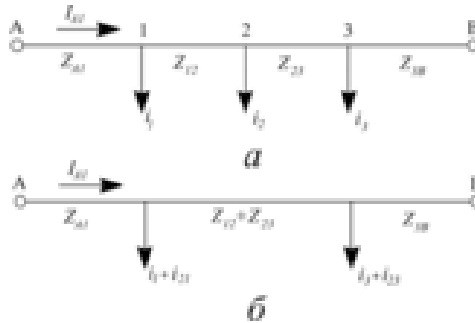


Рис. 7.4. Перенесення навантаження в інші точки

4. Перетворення трикутника в еквівалентну зірку і навпаки (рис. 7.3в,г). З теоретичної електротехніки відомо, що:

$$\left. \begin{aligned} z_1 &= \frac{z_{12}z_{31}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}} \\ z_2 &= \frac{z_{23}z_{12}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}} \\ z_3 &= \frac{z_{31}z_{23}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}} \end{aligned} \right\} \quad (7.35)$$

За заданого напрямку струмів у трикутнику струми в еквівалентній зірці:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{I}_{12} - \dot{I}_{31} \\ \dot{I}_2 &= \dot{I}_{23} - \dot{I}_{12} \\ \dot{I}_3 &= \dot{I}_{31} - \dot{I}_{23} \end{aligned} \right\} \quad (7.36)$$

Аналогічно визначають і потужності. У разі перетворення зірки в еквівалентний трикутник (рис. 7.3г) можна користуватися рівняннями:

$$\left. \begin{aligned} z_{12} &= z_1 + z_2 + \frac{z_1 z_2}{z_3} \\ z_{23} &= z_2 + z_3 + \frac{z_2 z_3}{z_1} \\ z_{31} &= z_3 + z_1 + \frac{z_3 z_1}{z_2} \end{aligned} \right\}. \quad (7.37)$$

Спад напруги між точками 1 і 2:

$$\dot{I}_{12} z_{12} = \dot{I}_1 z_1 - \dot{I}_2 z_2.$$

Звідки:

$$\dot{I}_{12} = \frac{\dot{I}_1 z_1 - \dot{I}_2 z_2}{z_{12}}. \quad (7.38)$$

Аналогічно:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{23} &= \frac{\dot{I}_2 z_2 - \dot{I}_3 z_3}{z_{23}} \\ \dot{I}_{31} &= \frac{\dot{I}_3 z_3 - \dot{I}_1 z_1}{z_{31}} \end{aligned} \right\}. \quad (7.39)$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які електричні мережі називаються замкнутими?
2. Які переваги мають замкнуті мережі порівняно з розімкнутими?
3. Чим відрізняються складні замкнуті мережі від простих?
4. Які недоліки мають замкнуті мережі?
5. Як визначається розподіл струмів (потужностей) у лініях з двостороннім живленням?
6. Як розраховують складні замкнуті мережі?
7. Чому метод перетворення має найбільше поширення під час розрахунку замкнутих мереж?

ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ

Задача 8. Магістральна лінія напругою 10 кВ живиться від джерел А і В. Навантаження в кіловатах, відстані в кілометрах позначено на рис. 7.5а. Коефіцієнт потужності навантаження $\cos\varphi = 0,9$. Допустима втрата напруги в нормальному режимі $\Delta U = 7\%$, в аварійному режимі $\Delta U_{\text{авар}} = 11\%$.

Визначити переріз алюмінієвих проводів лінії з двостороннім живленням, яка забезпечує допустимі втрати напруги в нормальному й аварійному режимах.

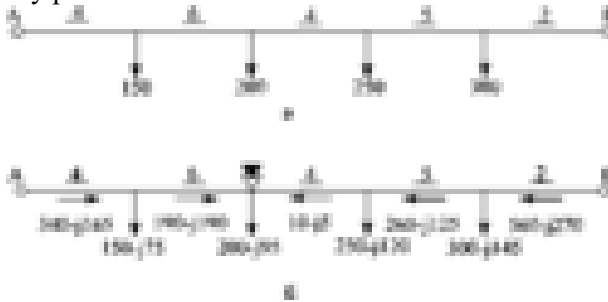


Рис. 7.5. Схема лінії з двостороннім живленням:

а – вихідні дані до задачі; б – розрахункові навантаження і точки струмоподілу

Розв'язок

Приймаємо напруги джерел А і В рівними за значенням і збіжними за фазою. Магістраль вважаємо однорідною.

Визначаємо навантаження у комплексній формі $P - jQ$. За $\cos\varphi = 0,9$ і $\operatorname{tg}\varphi = 0,485$ маємо $Q_1 = P_1 \operatorname{tg}\varphi$, $\varphi = 150 \cdot 0,485 = 73 \text{ квар}$. Аналогічно знайдемо Q_2 , Q_3 і Q_4 .

Навантаження в комплексній формі подано на рис. 7.5б. Перерізи проводів визначимо за аварійним режимом. У разі виходу з ладу джерела В:

$$\Delta U_p = \frac{x_0 \Sigma Q l}{U} = \frac{0,4(75 \cdot 4 + 95 \cdot 10 + 120 \cdot 14 + 145 \cdot 19)}{10} = 230 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{авар}} = 1100 \text{ В}; \quad \Delta U_a = 1100 - 230 = 870 \text{ В}.$$

Переріз проводів буде:

$$F = \frac{\Sigma P l}{\gamma U \Delta U_a} = \frac{(150 \cdot 4 + 200 \cdot 10 + 250 \cdot 14 + 300 \cdot 19) 10^3}{32 \cdot 10 \cdot 870} = 43 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід А50.

У разі виходу з ладу джерела А:

$$\Delta U_p = \frac{0,4(75 \cdot 17 + 95 \cdot 11 + 120 \cdot 7 + 145 \cdot 2)}{10} = 140 \text{ В};$$

$$\Delta U_a = 1100 - 140 = 960 \text{ В};$$

$$F = \frac{(150 \cdot 17 + 200 \cdot 11 + 250 \cdot 7 + 300 \cdot 2) 10^3}{32 \cdot 10 \cdot 960} = 29,4 \text{ мм}^2.$$

Переріз проводу приймаємо за аварійним режимом виходу з ладу джерела В – провід А50.

Для обчислення втрати напруги в нормальному режимі визначаємо розподіл потужностей і знаходимо точку струмоподілу. Потужність, що в нормальному режимі виходить з джерела А, буде:

$$P_A = \frac{\Sigma p_k l_{kB}}{L_{AB}} = \frac{150 \cdot 17 + 200 \cdot 11 + 250 \cdot 7 + 300 \cdot 2}{21} = 340 \text{ кВт};$$

$$Q_A = \frac{\Sigma q_k l_{kB}}{L_{AB}} = \frac{75 \cdot 17 + 95 \cdot 11 + 120 \cdot 7 + 145 \cdot 2}{21} = 165 \text{ квар}.$$

Із джерела А в нормальному режимі виходить потужність $(340 - j165)$ кВт·А. Ділянкою 1 – 2 проходить потужність:

$$(340 - j165) - (150 - j75) = (190 - j90) \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

Аналогічно визначаємо потужність на інших ділянках. У точці, де потужність змінює свій знак, знаходитиметься точка струмоподілу. Розподіл потужностей у магістралі показано на рис. 7.56.

У нормальному режимі найбільша втрата напруги буде від джерела до точки струмоподілу:

$$\Delta U_{A2} = \frac{\Sigma P_r}{U} + \frac{\Sigma Q_x}{U} = \frac{0,588(340 \cdot 4 + 190 \cdot 6)}{10} + \frac{0,38(165 \cdot 4 + 90 \cdot 6)}{10} = 180 \text{ В.}$$

Дійсна втрата напруги в нормальному режимі значно менша від допустимої.

Задача 9. Освітлювальне навантаження живиться від замкнутої електричної мережі напругою 380 В. Напруги джерел А, В, С рівні за значенням і збігаються за фазою. Навантаження в кіловатах, відстані в метрах і перерізи алюмінієвих проводів мережі (в мм²) подано на схемі (рис. 7.6). Визначити максимальну втрату напруги в нормальному й аварійному режимах.

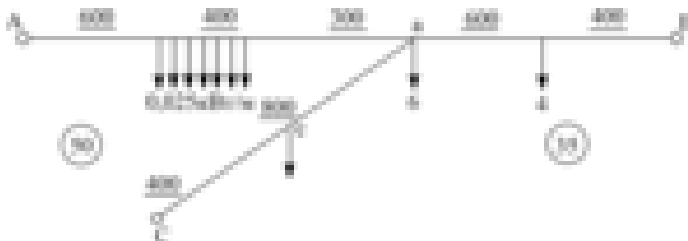


Рис. 7.6. Розрахункова схема до задачі 9

Розв'язок

Щоб визначити втрату напруги, необхідно знати потужності (або струми), що проходять окремими ділянками схеми. У нормальному режимі максимальна втрата напруги буде від джерела до точки струмоподілу. Використовуючи метод перетворення, розрахункову схему змінюємо еквівалентною лінією з двостороннім живленням, визначаємо в ній розподіл потужності (або струму) і знаходимо точку струмоподілу. Зворотним перетворенням повертаємось до розрахункової схеми з розподілом потужностей (або струмів) і точками струмоподілу.

Рівномірно розподілене навантаження замінюємо еквівалентним зосередженим:

$$P_d = 0,025 \cdot 400 = 10 \text{ кВт}.$$

Розрахункова схема перетвориться тепер у схему, подану на рис. 7.7а.

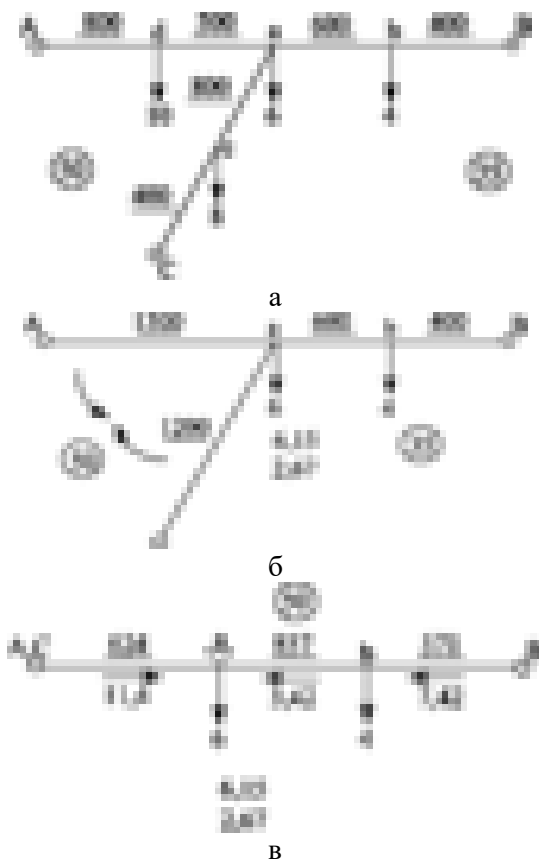


Рис. 7.7. Перетворення складної замкнутої мережі в еквівалентну лінію з двостороннім живленням

Для заміни ділянок Aa і Ca еквівалентною ділянкою перенесемо навантаження цих ділянок у вузол a і відповідні джерела:

$$P_{da} = 10 \cdot \frac{800}{1300} = 6,15 \text{ кВт}; \quad P_{dA} = 10 \cdot \frac{500}{1300} = 3,85 \text{ кВт};$$

$$P_{ca} = 8 \cdot \frac{400}{1200} = 2,67 \text{ кВт}; \quad P_{cC} = 8 \cdot \frac{800}{1200} = 5,33 \text{ кВт}.$$

Ділянки Аа і Са вільні від навантаження, їх замінюємо еквівалентною ділянкою (рис. 7.7б):

$$l_{екв} = \frac{1300 \cdot 1200}{1300 + 1200} = 624 \text{ м}.$$

Складна розрахункова схема перетворюється у лінію з двостороннім живленням (рис. 7.7в).

Зведемо магістраль до одного перерізу проводів (50 мм^2):

$$I_{зв.ab} = \frac{F_{np}}{F_{aB}} = 600 \cdot \frac{50}{35} = 857 \text{ А}.$$

$$I_{зв.bB} = \frac{F_{np}}{F_{bB}} = 400 \cdot \frac{50}{35} = 571 \text{ А}.$$

Еквівалентну схему заміщення, що перетворилася в лінію з двостороннім живленням, зображено на рис. 7.7в.

Потужність, що виходить з об'єднаного джерела АС, становитиме:

$$P_{AC} = \frac{\Sigma P_{iAB}}{L_{AB}} = \frac{(6 + 6,15 + 2,67)1428 + 4 \cdot 571}{2052} = 11,4 \text{ кВт}.$$

Отже, на ділянці АС – а проходить потужність 11,4 кВт, на ділянці ab – менша на потужність, приєднану до точки а:

$$P_{ab} = 11,4 - (6 + 6,15 + 2,67) = -3,42 \text{ кВт}.$$

Знак "мінус" показує, що потужність має зворотний напрямок; отже, точка а буде точкою струмоподілу.

Потужність на ділянці Bb буде більшою від потужності на ділянці ba на значення навантаження в точці b :

$$P_{Bb} = 3,42 + 4 = 7,42 \text{ кВт}.$$

Тепер зворотним перетворенням повернемося до вихідної схеми з нанесеним розподілом навантаження.

Потужність ділянки AC – a розподіляємо на дві паралельні ділянки $A-a$ і $C-a$:

$$P_{A-a} = P_{AC} \frac{l_{екв}}{l_{Aa}} = 11,4 \cdot \frac{624}{1300} = 5,5 \text{ кВт}; \quad P_{C-a} = 5,9 \text{ кВт}.$$

Розподіл потужності в мережі при цьому подано на рис. 7.8а.

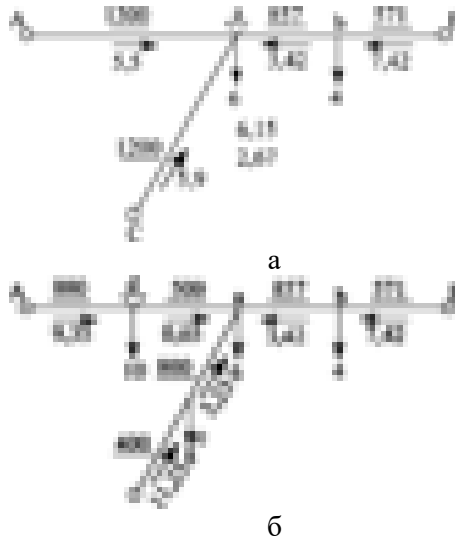


Рис. 7.8. Зворотнє перетворення еквівалентної лінії з двостороннім живленням у розрахункову схему

Повернемо в точки d і c перенесені раніше навантаження в джерело і вузол a :

$$P_{A-d} = P_{A-a} + P_{da} = 5,5 + 3,85 = 9,35 \text{ кВт};$$

$$P_{d-a} = P_{A-a} - P_{da} = 5,5 - 6,15 = -0,65 \text{ кВт}.$$

Знак "мінус" показує, що напрям потужності протилежний прийнятому під час розрахунку. Аналогічно:

$$P_{c-c} = 5,9 + 5,33 = 11,23 \text{ кВт} ;$$

$$P_{c-a} = 5,9 - 2,67 = 3,23 \text{ кВт} .$$

Перевірка:

$$\text{Для точки } d: \quad 9,35 + 0,65 = 10 \text{ кВт};$$

$$\text{Для точки } c: \quad 11,23 - 8 = 3,23 \text{ кВт}.$$

З рис. 7.86 видно, що точка струмоподілу за зворотного перетворення схеми (після повернення навантаження точки d і c) перемістилася. Замінімо зосереджене навантаження точки d рівномірно розподіленим і знайдемо місцезнаходження точки струмоподілу.

Довжина ділянки рівномірно розподіленого навантаження до точки струмоподілу з боку джерела A становитиме:

$$l_1 = \frac{9,35}{0,025} = 374 \text{ м};$$

з боку вузла a :

$$l_2 = \frac{0,65}{0,025} = 26 \text{ м} .$$

На рис. 7.9 подано вихідну схему електромережі з нанесеними навантаженнями і розподілом потужності за окремими ділянками.

Напруги всіх джерел рівні за значенням, тому максимальна втрата напруги в нормальному режимі буде:

$$\Delta U_C = \Delta U_B = \Delta U_A = \frac{\Sigma P_r}{U} = \frac{0,588 \cdot 9,35 \left(600 + \frac{374}{2} \right) 10^{-3}}{0,38} = 11,4 \text{ В} (3\%) .$$

Максимальна втрата напруги в аварійному режимі дорівнюватиме втраті напруги у разі аварійного виходу з ладу одного з джерел. Таким джерелом для схеми, що розглядається, буде джерело C . Треба знайти розподіл потужностей у мережі у разі аварійного режиму.



Рис. 7.9. Розподіл потужностей на ділянках розрахункової схеми замкнутої мережі

Перенесемо навантаження з точки c в точку a і розглянемо магістраль як лінію з двостороннім живленням:

$$P_A = \frac{10 \cdot 1928 + (6 + 8)1428 + 4 \cdot 571}{2728} = 15,2 \text{ кВт};$$

$$P_{d-a} = 15,2 - 10 = 5,2 \text{ кВт}; \quad P_{a-b} = 5,2 - 14 = -8,8 \text{ кВт};$$

$$P_{B-b} = 8,8 + 4 = 12,8 \text{ кВт}.$$

Втрата напруги до точки c у разі аварійного виходу з ладу джерела C становитиме:

$$\Delta U_{\text{авар}} = \frac{0,588(15,2 \cdot 800 + 5,2 \cdot 500 + 8 \cdot 800)}{380} = 32,7 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{авар}} = 8,6\%.$$

РОЗДІЛ 8

ЕЛЕКТРИЧНА АПАРАТУРА І СТРУМОПРОВІДНІ ЕЛЕМЕНТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

8.1. Струмопроводи

Електрична апаратура призначена для передачі параметрів технологічного процесу, керування роботою генераторів, трансформаторів, ліній електропередачі і споживачів електроенергії та захисту їх від пошкоджень. Відповідно розрізняють *комутаційну апаратуру*, що використовують для вмикання і вимикання головних кіл, *апаратуру керування електроприводом, реле і регулятори*, а також *апаратуру для здійснення автоматизації технологічного процесу* (датчики, перетворювачі сигналів тощо) [67,68].

У цьому розділі розглянемо лише комутаційну апаратуру високої напруги, яка рекомендується для використання в системах сільськогосподарського електропостачання. Основними функціями комутаційної апаратури розподільних пристроїв є:

а) автоматичне вимикання електричного кола у разі порушення нормального режиму роботи (наприклад, під час аварій, спричинених коротким замиканням);

б) неавтоматизоване вмикання і вимикання електричних кіл на певній ділянці, яке виконує за потреби обслуговчий персонал.

Іноді ця апаратура автоматично вмикає резервне джерело енергії або повторно вмикає основне джерело після автоматичного вимикання його. Автоматична апаратура може виконувати обидві функції, а неавтоматична – лише другу.

Апаратуру розрізняють за напругою – *високої і низької напруги*, за струмом – *постійного і змінного струмів*, за ступенем захисту апаратів від навколишнього середовища – *відкриті, захищені, вибухонебезпечні* та іншими характерними ознаками.

Вся електрична апаратура має працювати надійно і точно. Рівень електричної ізоляції струмопроводів між собою і відносно землі визначається робочою напругою апарата і умовами експлуатації (в приміщенні, на відкритому повітрі тощо). Напруга є основним параметром, який істотно впливає на конструкцію електричної апаратури.

Для спільної роботи генераторів, силових трансформаторів і ліній електропередачі їх необхідно електричне об'єднати та забезпечити пристроями для керування і захисту від пошкоджень та

ненормальних режимів. Це здійснюється за допомогою *розподільних пристроїв* – електроустановок, в яких об'єднуються електричні кола і розміщуються апарати керування і захисту. Апарати і провідники розподільного пристрою, які відносяться до окремого кола (генератора, силового трансформатора, лінії електропередачі, трансформатора власних потреб та ін.), складають *електричне приєднання*. Всі електричні приєднання одного ступеня напруги з'єднують за допомогою збірних шин, а саме – неізольованих фазних провідників, закріплених на ізоляторах.

Пристрій, призначений для передачі і розподілу електроенергії, що складається з неізольованих або ізольованих провідників і належних до них ізоляторів, захисних оболонок, відгалужувальних пристроїв, підтримувальних і опорних конструкцій, називається *струмопроводом*.

Залежно від виду провідника струмопроводи поділяються на *гнучкі* і *жорсткі*. Жорсткий струмопровід напругою до 1000 В, що виготовляється на заводі і поставляється споживачам комплектними секціями, називається *шинопроводом*.

Шини. У розподільних пристроях напругою понад 1000 В використовуються *круглі, прямокутні і коробчасті* шини, виготовлені з міді, алюмінію або сталі. Здебільшого застосовують алюмінієві шини. У відкритих розподільних пристроях шини виконують багатодротовими сталєалю-мінієвими проводами, а в закритих установках – плоскими алюмінієвими (прямокутного перерізу).

Залежно від сили струму шини збирають однією, двома, трьома стрічками в одному пакеті на фазі. Для кращого охолодження шин між стрічками в пакеті зазор є рівним товщині стрічки. Коробчасті перерізи шин застосовують за струмів, які перевищують 3000 А.

Шини фази *A* фарбують у жовтий колір, *B* – зелений, *C* – червоний. Якщо шини мають значну довжину, то їх окремі ділянки з'єднують гнучкими перемичками – *компенсаторами*.

Ізолятори. Для безаварійної роботи електричної апаратури слід забезпечити надійну ізоляцію струмопроводів між собою і

відносно землі. Стійкість ізоляції визначається пробивною напругою (мінімальною напругою, за якої відбувається пробій ізоляції).

Ізолятори, що використовують для електричної апаратури, поділяють на *опорні* і *прохідні*. Для внутрішнього встановлення наші заводи випускають ізолятори, розраховані на напругу до 110 кВ.

Опорні ізолятори внутрішніх електроустановок типу ОФ з овальною, круглою або квадратною основою виготовляють на напругу 6–35 кВ і використовують для кріплення шин та апаратів розподільних пристроїв. На рис. 8.1а подано ескіз опорного ізолятора типу ОФ-10-375-ПУЗ (опорний, фарфоровий, клас напруги – 10 кВ, мінімальне руйнівне навантаження на згин – 375 даН, П – наявність арматури спеціального типу для кріплення запобіжників, УЗ – кліматичне виконання для роботи у приміщенні).

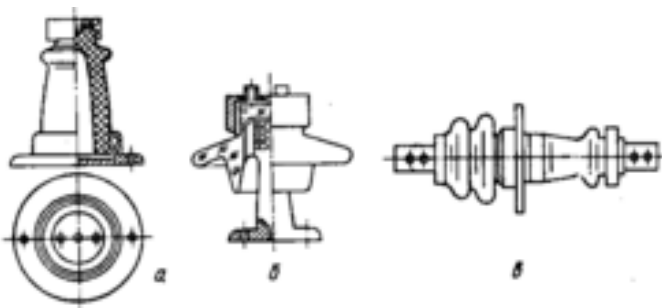


Рис. 8.1. Ескізи ізоляторів:

а, б – опорних; в – прохідного

Опорні ізолятори зовнішніх установок виготовляють опорно-штирьовими типу ШН із скла на напругу до 20 кВ, типу ОНШ із фарфору на напругу 10–35 кВ, типу ОНС із фарфору на 10–110 кВ і типу ОС на 20–35 кВ. Із ізоляторів ОНШ-35 і ОС-35 на напругу 35 кВ збирають колонки для установок 110 і 220 кВ (відповідно з трьох і п'яти ізоляторів). У районах із підвищеною забрудненістю повітря використовують модифікований ізолятор ОС-1 (наприклад, ОС-1-35) з розвиненою поверхнею ізолювального елемента за рахунок кільцевих ребер. У ізоляторів зовнішнього встановлення для підвищення електричної міцності поверхня більш розвинута, ніж у

ізоляторів внутрішніх установок. Для прикладу на рис. 8.1б показано будову штирьового опорного ізолятора зовнішнього встановлення ШН-10 із скла на напругу 10 кВ, його руйнівне навантаження на згин 490 даН.

Прохідні ізолятори зовнішніх і внутрішніх установок призначені для виводу струмопровідних частин із приміщення і для прокладки шин через стіни і перекриття, для вводу електричного апарата й обладнання. Ці ізолятори проводять струмопровідні частини апаратів або розподільних пристроїв через частини, що мають потенціал землі. Найбільш поширеними в розподільних пристроях є прохідні ізолятори типу ИП на напругу 6–35 кВ і струм 250–1600 А.

Якщо одна частина прохідного ізолятора працює на повітрі, а інша в маслі (наприклад, у силових трансформаторах і бакових масляних вимикачах), то його виготовляють несиметричним. Частина, що знаходиться на повітрі, більш розвинута і довша, оскільки електрична міцність повітря значно менша ніж трансформаторного масла. На рис. 8.1в показано будову ізолятора ИП-10/400-750 (ізолятор прохідний на напругу 10 кВ, номінальний струм 400 А, мінімальне руйнівне навантаження – 750 даН).

Прохідні ізолятори, одна частина яких працює на відкритому повітрі, а інша – в приміщенні закритого або комплектного розподільного пристрою, також несиметричні. Фарфоровий корпус їх несиметричний: та частина, що розташована в приміщенні, подібна до ізоляторів внутрішнього встановлення, а зовнішня більша за розміром і розгалужена.

На напругах від 110 до 1000 кВ і струмах до 2000 А широко використовують маслonaповнені вводи (наприклад, ГБМТ-110/1000, БМТ-110/1000), у них порожнина між фарфором і струмопровідним стрижнем заповнена трансформаторним маслом.

8.2. Електричні контакти

Із струмопровідних частин електричних апаратів і розподільних установок загалом найвищі вимоги висувають до електричних контактів. За умовами роботи контактні з'єднання

поділяють на дві великі групи – *рухомі* і *нерухомі* контакти. Контактні з'єднання обох груп мають надійно, без перегрівання працювати в умовах нормального режиму і мати певну термічну і електродинамічну стійкість у режимі короткого замикання.

Між поверхнями контактних з'єднань, що стикаються, існує перехідний опір. У разі проходження струму в перехідному опорі виділяється теплота, яка нагріває контакт. Якщо перехідний опір збільшується, то це призводить до збільшення кількості теплоти, що виділяється в ньому, а тим самим і до підвищення температури контакта.

За надмірного нагрівання контактне з'єднання окиснюється, що спричинює ще більше зростання перехідного опору і, отже, ще, більше підвищення температури контакта. Окислення відбувається за температури контакту 70°C . Тому поверхня контактів має бути достатньою для зменшення перехідного опору і розсіювання теплоти. Поверхні контактів завжди нерівні, на них є виступи і заглибини. Зі збільшенням тиску на поверхню виступи деформуються, зменшуючи перехідний опір. За значних струмів контакти покривають сріблом або іншим металом, що добре проводить струм. Контактні з'єднання виготовляють з міді, латуні, алюмінію, сталі. Рухомі контакти, що розмикають електричне коло, часто виготовляють з металокерамічних з'єднань міді з вольфрамом або молібденом і срібла з вольфрамом. Вони поєднують високу провідність міді або срібла з високою температурою плавлення вольфраму або молібдену. Щоб уникнути місцевого перегрівання, оплавлення і зварювання контактів у разі вмикання і вимикання електричного кола, треба збільшувати швидкість вмикання або розходження контактів.

Нерухомі контакти з'єднання в розподільних установках виконують внакладку, у стик з накладками тощо.

За принципом стикання рухомі контакти можуть бути *плоскими, лінійними і точковими* (рис. 8.2а,б,в).

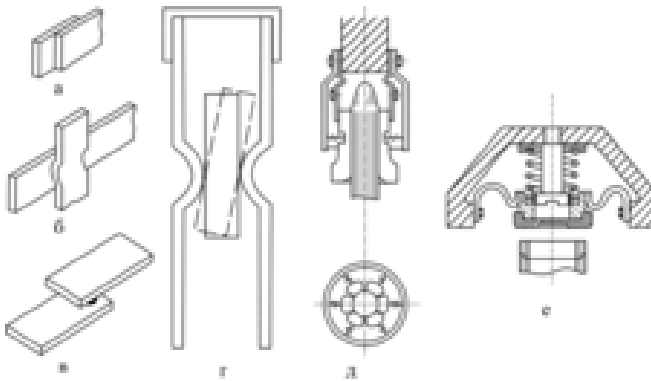


Рис. 8.2. Контакти: а – плоскі; б – лінійні; в – точкові; г – врубні; д – розеткові; е – торцеві

Плоскі контакти стикаються широкою поверхнею. Вони мають низку істотних недоліків: несталий перехідний опір, недостатню електродинамічну міцність тощо. Лінійні контакти стикаються лише на вузькій поверхні. Основною їх перевагою є сталий перехідний опір. Оскільки зусилля пружини розподіляється на малій контактній поверхні і досягається високий питомий тиск у контактах, кількість постійних точок надійного дотикання велика.

Лінійні контакти мають високу електродинамічну стійкість, регулювання їх просте і надійне. Точкові контакти дотикаються в одній або кількох певних точках. Поряд із лінійними їх широко застосовують у сучасних апаратах. У точках дотикання досягається надзвичайно високий питомий тиск, який забезпечує стабільність перехідного опору.

Щодо виконання розрізняють контакти *врубні*, *розеткові* і *торцеві* (рис. 8.2г,д,е). Врубні контакти складаються з ножа (рухомого контакту) і стояка (нерухомого контакту). Вони можуть бути з плоскими, лінійними або точковими стиканнями. У розеткових контактах лінійне дотикання розетки (нерухомого контакту) із стержнем (рухожим контактом). Торцеві контакти можуть бути з плоскими, лінійними або точковими дотиканнями.

Форма і конструкція нерухомих і рухомих контактів різноманітні і залежать від призначення, принципу роботи і конструкції апаратури.

Рухомі контакти, що застосовуються для вмикання і вимикання значних струмів, доцільно виконувати за подвійною контактною системою. Вона складається з робочих і дугогасильних контактів, з'єднаних паралельно. У разі вмикання кола замикаються спочатку дугогасильні контакти, а потім – робочі. У разі вимикання кола, навпаки, спочатку розмикаються робочі, а потім дугогасильні контакти.

Застосування подвійної контактної системи дає можливість виконувати робочі контакти з дуже малим перехідним опором, розраховані на тривалий струм навантаження і короточасний струм короткого замикання у разі замкнутого кола. Їх розміри визначаються умовами охолодження. Для цих контактів використовується матеріал із високою електропровідністю, лугостійкість для них не має значення. Дугогасильні контакти призначені лише для розриву дуги під час вимикання апарата, їх перехідний опір може бути будь-яким, а розмір – незначним, тому що в нормальному режимі через них проходить незначна частина струму. Матеріал дугогасильних контактів вибирають тугоплавкий, з високою лугостійкістю.

У разі розмикання контактів густина струму різко збільшується внаслідок швидкого зменшення площі стикування контактів. Зростання густини струму спричинює місцеве перегрівання, а висока температура, в свою чергу, – термічну емісію електронів із металу контактів. Крім цього, у розриву кола між близькими контактами швидко встановлюється напруга мережі і виникає потужне електричне поле. Електрична міцність цього проміжку між контактами недостатня і між контактами може з'явитися електрична дуга. Розмикання електричного кола супроводиться появою електричної дуги, якщо напруга більша від 20 В, а струм перевищує 100 мА.

Під дією високої температури молекули і атоми середовища, в якому горить дуга, розпадаються на електрони і позитивні іони. Іонізоване середовище характеризується високою провідністю, завдяки чому підтримується горіння дуги. Теплота відводиться у

навколишнє середовище, а електрони і позитивні іони, зустрічаючись, з'єднуються в нейтральні (за зарядом) молекули і атоми. Якщо деіонізація протікає інтенсивніше, ніж іонізація, то електрична дуга гасне і, навпаки, якщо іонізація інтенсивніша, ніж деіонізація, то дуга горітиме необмежено довго.

Умови дугогасіння в електричних колах постійного і змінного струму істотно різняться між собою.

За постійного струму кількість енергії дуги залишається сталою і не залежить від часу. Дугу можна погасити лише за збільшення відстані між контактами (збільшенні довжини дуги). В електричних апаратах у разі вимикання кола контакти розходяться, увесь час збільшуючи довжину дуги. До того ж, ця довжина збільшується під дією термічного і електричного поля, опір дуги безперервно також збільшується, що призводить до зменшення струму. За певної довжини дуги, більшої за критичну, кількість теплоти, що відбирається від дуги, буде більшою, ніж виділяється в ній електричним струмом, і дуга погасне. У разі гасіння дуги постійного струму виникає е.р.с. самоіндукції, пропорційна швидкості зміни струму й індуктивності кола. Ця е.р.с. створює комутаційну перенапругу, яка може бути небезпечною для ізоляції.

Електричну дугу в колах змінного струму гасити простіше, ніж у колах постійного струму. Струм промислової частоти сто раз за секунду проходить через нульове значення. За нульового значення струму енергія в електричній дузі не виділяється. Якщо, застосовуючи відповідні методи дугогасіння, відібрати від дуги достатню кількість теплоти, то можна досягти такої деіонізації міжконтактного проміжку, за якої розірветься коло електричного струму.

Процеси гасіння дуги змінного струму можна розділити на дві категорії: гасіння відкритої електричної дуги і гасіння в дугогасильних пристроях. У першому випадку гасіння відбувається без застосування спеціальних пристроїв. При цьому електроди або контакти розміщують так, щоб електродинамічні сили і рухомі потоки нагрітого повітря розтягували дугу. Відкриті дуги гасяться за відносно невеликих напруг і струмів.

Умови гасіння відкритої електричної дуги змінного струму аналогічні умовам гасіння дуги постійного струму. В момент переходу струму через нульове значення відкрита дуга може погаснути. Проте, якщо довжина дуги мала, то деіонізація дугового проміжку недостатня і за появи напруги він відразу пробивається, знову загоряється дуга, яка існує до наступного переходу струму через нульове значення. Потім процес повторюється і електрична дуга може горіти протягом тривалого проміжку часу. Гасіння відкритої електричної дуги змінного струму, як і дуги постійного струму, забезпечується лише тоді, коли її довжина буде не менше від деякого критичного значення.

У разі підвищення напруги до кількох тисяч вольтів, навіть за порівняно невеликих струмів, гасіння відкритої дуги утруднюється і в цьому випадку використовують спеціальні дугогасильні пристрої. Процес гасіння дуги змінного струму в дугогасильних пристроях проходить інакше.

Застосовуючи газове, рідинне або магнітне дуття в зону дуги, вузькі щілини або металеві ґратки, в яких дуга подрібнюється, створюють підсилену деіонізацію дугового проміжку. У разі переходу струму через нульове значення дуга гасне. Коли напруга на проміжку збільшується швидше, ніж підвищується його електрична міцність, то проміжок пробивається і дуга знову загоряється. Якщо ж після переходу струму через нульове значення електрична міцність деіонізованого дугового проміжку залишатиметься вищою, ніж напруга, що відновлюється на цьому проміжку, то дуга погасне.

У більшості сучасних конструкцій дугогасильних пристроїв необхідну для гасіння дуги деіонізацію вдається досягти за один перехід змінного струму через нульове значення.

8.3. Призначення, принцип дії і будова електричної апаратури напругою понад 1000 В

До комутаційної апаратури високої напруги належать роз'єднувачі, короткозамикачі і віддільники, масляні і безмасляні автоматичні вимикачі, вимикачі потужності та запобіжники.

Роз'єднувачами називають високовольтні апарати, призначені для включення та відключення ділянок електричного кола під напругою, але без навантаження. Їх використовують для зняття напруги зі струмоведучих частин апаратів або збірних шин, для створення видимого розриву під час ремонтних робіт, змін схеми розподільного пристрою (наприклад у разі переходу з однієї системи шин на другу).

Контактна система роз'єднувачів не має дугогасильних пристроїв, тому відключення роз'єднувачами робочих струмів навантаження категорично заборонено (оскільки при цьому виникне електрична дуга, що може призвести до перекриття сусідніх фаз та аварії). Як виняток, роз'єднувачами можливо комутувати вимірювальні трансформатори напруги, невеликі силові трансформатори в режимі холостого ходу.

Конструктивно роз'єднувачі виконують однополюсними та триполюсними для внутрішнього чи зовнішнього встановлення напругою 6 кВ і вище. Роз'єднувачі внутрішнього встановлення мають ножі вертикально-рублячого типу, зовнішнього встановлення – поворотного типу, що замикаються в площині, перпендикулярній осям опорних ізоляторів. Роз'єднувачі можуть бути без заземлюючих ножів, з одним (встановлюється з будь-якого боку полюса) та двома заземлювальними ножами на кожному полюсі.

Триполюсний роз'єднувач вертикально-рублячого типу на напругу 6–10 кВ (рис. 8.3а) призначений для внутрішнього встановлення та складається зі сталюї рами 8, на якій встановлені ізолятори 7 та 3 відповідно з нерухомими та рухомими контактами 6 і 5. Останні фарфоровими тягами 4 з'єднані з валом 2, на кінці якого закріплений важіль 1 для тяги приводу.

Для керування роз'єднувачем застосовують ручний привід (рис. 8.3б) за включеного положення якого рукоятка 12 знаходиться зверху, за відключеного положення – внизу. Сигналізація положення роз'єднувача передбачена за допомогою допоміжних контактів 9, які переключаються важелем 10 та тягою 11, що з'єднані з приводом.

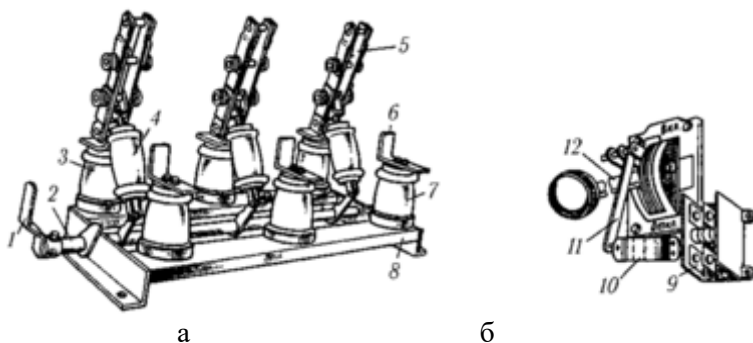


Рис. 8.3. Триполюсний роз'єднувач вертикально-рублячого типу на напругу 10 кВ (а) та його привід (б)

Роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу на напругу 35, 110, 220 кВ призначені для зовнішнього встановлення. Вони можуть бути виконані із заземлювальними ножами або без них. Роз'єднувач серії РНД з двома заземлювальними ножами (РНДЗ–2) складається з рами 1 (рис. 8.4), яка виготовляється з швелера, та встановленими на ній опорними ізоляторами 4 та 11 (обертання ізоляторів забезпечують підшипники). Міжполюсний зв'язок здійснюється за допомогою тяг 18, які з'єднані важелями 12. Контактна система роз'єднувача складається з ножових рухомих контактів 8 та 10 з мідними ламелями 9 (на ножовому контакті 8), які мають плоскі пружини, та затискачів 5 (для приєднання ошиновки розподільного пристрою). Керування роз'єднувачем забезпечується за допомогою приводу ПРН–220М, вертикальна вісь 14 якого та вісь 13 крайнього ізолятора з'єднані трубою. Привід приводиться в дію рокуятками 15 та 16.

Приводи роз'єднувачів можуть бути ручними (важільні серії ПР (ПР–3) та з черв'ячною передачею серії ПЧ (ПЧ–50), із застосуванням електродвигунів серії ПД).

Короткозамикачі та віддільники використовують у спрощених схемах трансформаторних підстанцій (див. нижче) для автоматичного відключення пошкодженого трансформатора від живлячої мережі.

Короткозамикачі призначені для створення штучного короткого замикання в мережах 35, 110 та 220 кВ. В установках напругою 35 кВ застосовують двополюсні короткозамикачі, тому що мережа напругою 35 кВ працюють із ізольованою нейтраллю (або з нейтраллю, заземленою через дугогасильну котушку) і для відключення головного вимикача необхідно створити двофазне коротке замикання. У мережах напругою 110 кВ, що працюють із глухозаземленою нейтраллю, застосовують однополюсні короткозамикачі (тут достатньо з'єднати із землею одну з фаз для створення аварійного режиму та послідовного відключення живлячої лінії).

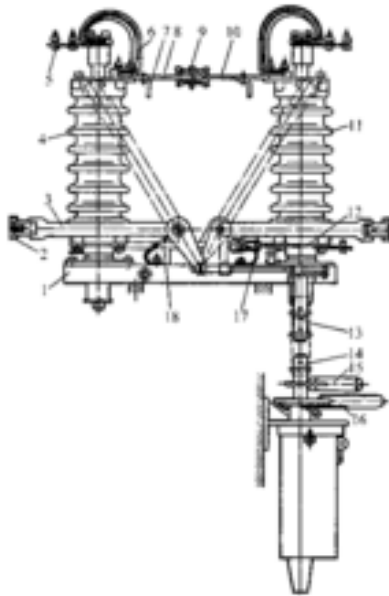


Рис. 8.4. Роз'єднувач горизонтально-поворотного типу на напругу 35 кВ для зовнішнього встановлення

Короткозамикач КЗ–110 (рис. 8.5) складається зі зварної рами 4, на якій встановлена колонка з трьох ізоляторів 3 з нерухомим контактом 2 та екранувальним кільцем 1.

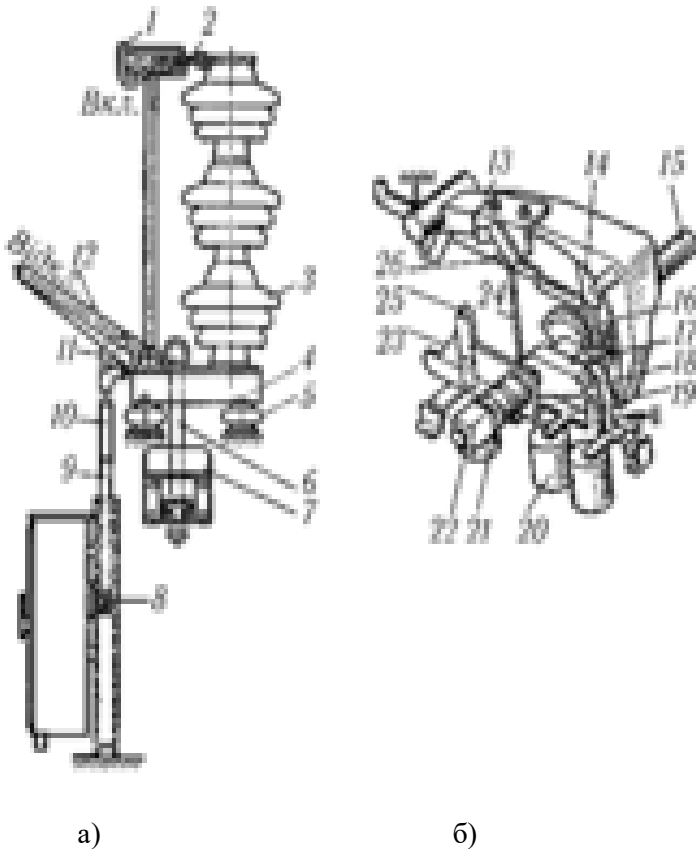


Рис. 8.5. Короткозамикач КЗ–110 (а) та його привід (б):

1 – екранувальне кільце; 2 – нерухомий контакт; 3 – колонка; 4 – зварна рама; 5 – ізолятор; 6 – шина, що з’єднує короткозамикач із землею; 7 – трансформатор струму; 8 – привод; 9, 24 – тяги; 10 – ізолювальна вставка; 11, 13, 17, 23, 25 – важелі; 12 – ніж; 14, 19, 26 – планки; 15 – вал; 16 – утримувальна стійка; 18 – зачіпка; 20 – електромагніт відключення; 21 – блокувальне реле; 22 – втулка

Ніж 12 короткозамикача виготовлений з сталеві труби, в верхній частині передбачений мідний контакт. Рама та ніж електрично з'єднані за допомогою гнучкого зв'язку. Ніж закріплений на валу, який з'єднаний двоплечим важелем 11 з приводом 8, тягою 9 з ізолювальною вставкою 10. Короткозамикач встановлений на ізоляторах 5, його ніж з'єднаний із заземлювальним пристроєм шиною 6, яка пропущена через спеціальний трансформатор струму 7 (ТШЛ–0,5).

Для включення короткозамикача комутують коло електромагніту відключення миттєвої дії через пристрої релейного захисту чи контакти ключа керування. Привід (рис. 8.5б) короткозамикача оснащений пружиною, яка забезпечує включення ножа на нерухомий контакт, що знаходиться під напругою. Відключають короткозамикач вручну.

Віддільник призначений для автоматичного відключення пошкодженої ділянки лінії чи силового трансформатора у безструмову паузу (безструмова пауза виникає після спрацювання короткозамикача і знеструмлення живлячої лінії засобами релейного захисту), комутації ділянок лінії та елементів схеми, з яких знята напруга, та ємнісних струмів ненавантажених ліній і струмів холостого ходу трансформаторів. Віддільники виготовляють на напругу 35, 110 та 220 кВ на базі роз'єднувачів серії РНД відповідної напруги.

Віддільник ОД–110/600 (рис. 8.6) виконаний у вигляді двоколонкового апарата з обертанням ножів у горизонтальній площині. Ізоляційні колонки 3 встановлені на підшипниках, які вбудовані в цоколь 9. До верхньої частини ізоляційних колонок прикріплені головні контактні ножі 6, на одному з яких встановлені контактні ламелі 7. Контактні виводи 4 з'єднані з головними контактними ножами 6 за допомогою гнучких зв'язків 5 із стрічкової міді. Відключення віддільника відбувається за рахунок енергії, що накопичується одночасно з включенням віддільника в двох пружинах стиснення, які встановлені на міжколонковій тязі та закритих зверху захисним кожухом 8. Зусилля від приводу 1 на включення віддільника передається через систему важелів 2. Віддільник включають вручну, а відключають дистанційно та автоматично.

Приводи короткозамикачів (ПРК–1) та віддільників (ПРО–1) призначені для включення короткозамикачів та відключення віддільників автоматично та дистанційно від засобів захисту або з місця встановлення, а також для відключення короткозамикача та включення віддільника вручну.

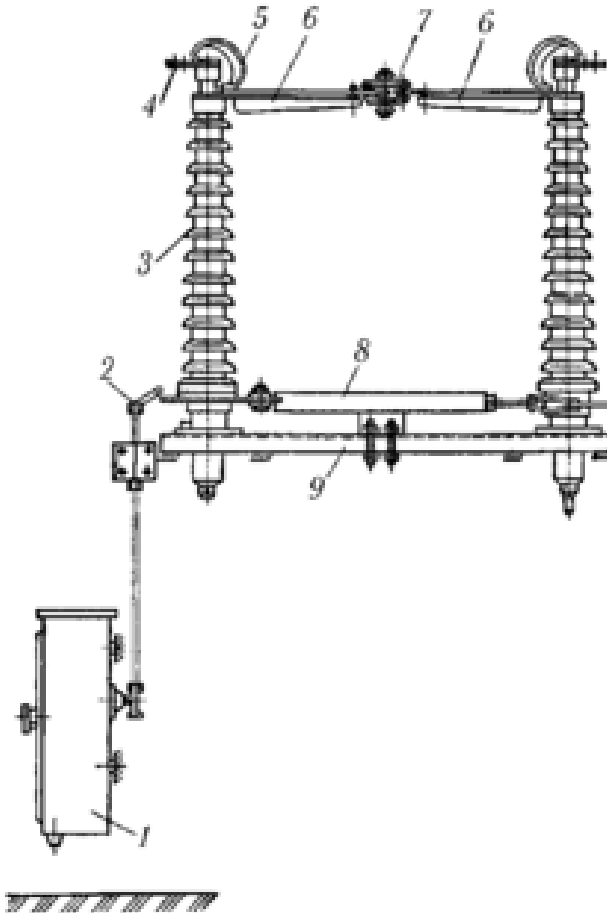


Рис. 8.6. Віддільник ОД–110/600

На підстанціях 35 кВ та вище широко застосовують замість вимикачів схеми з віддільниками та короткозамикачами (рис. 8.7). Це дозволяє використовувати більш просту та дешеву апаратуру, значно зменшувати витрати на будівництво підстанцій.

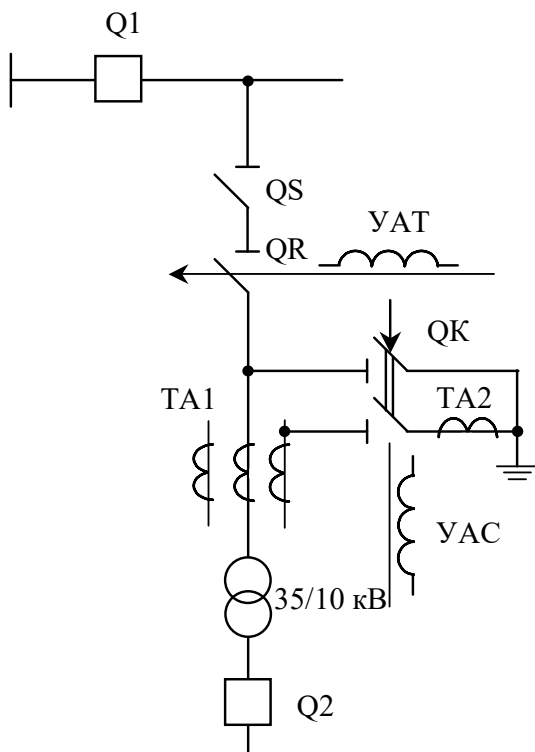


Рис. 8.7. Схема спрощеної трансформаторної підстанції 35/10 кВ із віддільником та короткозамикачем

Схема автоматичного керування віддільником та короткозамикачем, показана на рис. 8.8, дозволяє відключати трансформатор від живлячої лінії напругою 35 кВ у разі спрацювання максимального струмового захисту МТЗ–М або газового захисту

KSQ. У разі замикання контактів K1 або K2 захисту МТЗ–М або контактів KSQ газового реле від батареї конденсаторів СВ1 спрацьовує електромагніт УАС і короткозамикач QK вмикається. Таким чином здійснюється штучне коротке замикання.

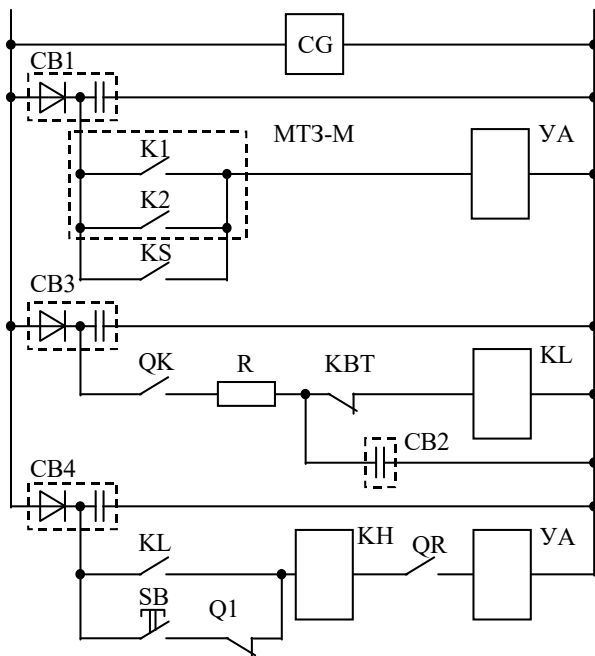


Рис. 8.8. Схема автоматичного керування віддільником та короткозамикачем

Короткозамикач під час включення замикає свої контакти QK і батарея конденсаторів CB2 заряджається. Контакти KBT блокувального реле (на схемі не показане), яке включене в коло трансформатора струму ТА2, будуть розімкнені доти, доки лінія не знеструмиться. Відключення лінії створює безструмову паузу, контакти KBT замикаються, проміжне реле KL спрацьовує від батарей конденсаторів CB3 та CB4 і замикає свої контакти KL. У

результаті батарея конденсаторів СВ4 розряджається через електромагніт УАТ і віддільник QR відключається. Це фіксує вказівне реле КН. Батарея конденсаторів СВ2 та резистор R створюють витримку часу на спрацювання реле КЛ. Віддільник QR можна відключати оперативною кнопкою СВ, якщо навантаження на боці низької напруги трансформатора повністю зняте.

Вимикачі навантаження ВН-16, ВНП-16, ВНП-17 відносяться до автогазових вимикачів (рис. 8.9). Вимикачі навантаження ВН-16 виготовлені на базі триполюсних розмикачів РВ-10/400 та призначені для внутрішньої установки. Так само, як і роз'єднувачі, вони забезпечують видимий розрив кола. Проте, роз'єднувачі не можуть вимикати струми навантаження, і цим вони відрізняються від вимикачів навантаження.

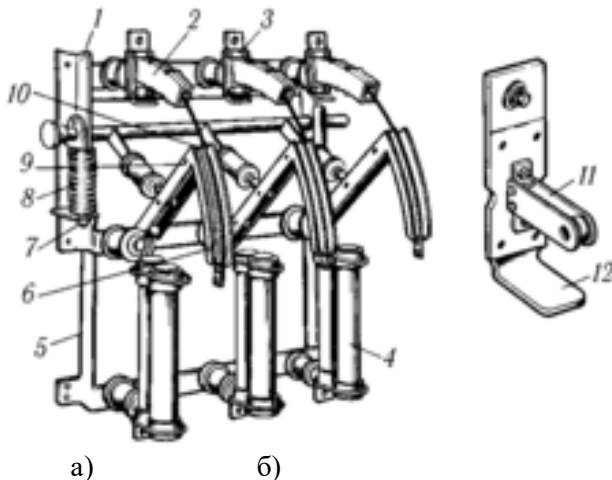


Рис. 8.9. Вимикач навантаження типу ВНП-16 із запобіжниками ПК-10:

а – загальний вигляд; б – вузол нерухомого контакту; 1, 5 – рами вимикача та запобіжників; 2 – дугогасильна камера; 3 – нерухомий контакт; 4 – високовольний запобіжник; 6 – скоби кріплення дугогасильного ножа; 7 – буферні гумові шайби; 8 – пружина відключення; 9 – ніж рухомого контакту; 10 – дугогасний ніж; 11 – півсферичний наконечник; 12 – стійка основного контакту

Вимикачі типу ВН на 10 кВ забезпечують комутування струму холостого ходу та номінального струму навантаження силових трансформаторів потужністю від 160 до 1600 кВА. Гасіння електричної дуги, що виникає між контактами вимикача під час відключення струму навантаження, здійснюється в дугогасній камері, що має вкладиші з органічного скла. Під дією високої температури електричної дуги органічне скло горить, виділяючи при цьому велику кількість газу, який має хорошу дугогасну здатність (за складом виділений газ містить 60...70% водню). У разі виділення газу в дугогасній камері значно підвищується тиск, який створює поздовжнє дуття газу, під дією якого з дугогасної камери видувається іонізований газ і призводить до згасання дуги та розриву кола.

Дугогасні камери виконують із термостійкої пластмаси. Вони мають дугоподібну форму, тому рухомі дугогасні контакти легко входять у камери. У разі включення вимикача спочатку замикаються дугогасні контакти, потім – головні контакти. Процес вимкнення проходить навпаки – спочатку розмикаються головні, а потім дугогасні контакти. У вимкненому положенні рухомий дугоподібний контакт утворює видимий розрив з дугогасною камерою.

Якщо до вимикача навантаження ВН підключити силові високовольтні запобіжники типу ПК, то використовувати такий вимикач можна значно ширше. Вимикач навантаження, конструктивно доповнений трьома запобіжниками, утворює апарат типу ВВП. Його функціональні властивості при цьому розширюються: він здатний відключати струми перенавантаження та струми короткого замикання в силових колах. При цьому комутування робочих струмів здійснюється за допомогою вимикача, а відключення струмів короткого замикання – плавкою вставкою запобіжників ПК.

Вимикач ВВП–17 являє собою конструктивний варіант вимикача ВВП–16 і відрізняється від нього тим, що має механізм автоматичного відключення у разі спрацювання запобіжників.

Для виконання заземлення установки під час відключень, вимикачі навантаження можуть бути обладнані ножами заземлення, що приварюються до окремого валу. У такому виконанні вимикачі

навантаження позначаються ВНПЗ–16або ВНПЗ–17. Ножі заземлення встановлюються зверху або знизу вимикача навантаження. Вали ножів заземлення і вимикача зв'язані блокуванням, завдяки якому не можна включити ножі заземлення за включеного вимикача. Операції із заземлювальними ножами можна виконувати тільки за цілком відключеного вимикача навантаження.

Керування ножами заземлення здійснюється окремими ручними приводами ПР–1 або ПР–2, а керування вимикачем навантаження – приводами ПР–17 або приводами ПРА–12 чи ПРА–17 з дистанційним (автоматичним) відключенням (обладнані електромагнітами відключення).

Вимикачі навантаження серії ВН–10 також забезпечують гасіння дуги за допомогою камер із газогенерувальними вкладишами. Їх комплектують ручними приводами (ВНР–10), запобіжниками, призначеними для захисту електричних мереж від струмів коротких замикань та розташованими зверху або знизу вимикачів (ВНРп–10), із заземлювальними ножами, розташованими перед (ВНРп–10з) або за (ВНРп–10зп) запобіжниками.

Вимикач навантаження ВНР–10/400–10з показаний на рис. 8.10, складається зі зварної рами 1, на якій встановлені шість опорних ізоляторів 2. На нижніх ізоляторах закріплені контакти 3 з основними ножами 4, а на верхніх – головні 6 і дугогасні контакти, що закриті дугогасними камерами. Рух від вала вимикача до ножів передається за допомогою важеля 8 та ізоляційної тяги 7. Спеціальні пружини 13, обладнані амортизаційними гумовими шайбами 14, забезпечують необхідну швидкість у разі відключення вимикача. Для заземлення вимикача передбачені заземлювальні ножі 10, з'єднані з рамою вимикача гнучкими з'єднувачами 9 та приводяться в дію валом 11 заземлювального пристрою.

Для включення вимикача його вал 15 обертається (у разі переміщення рукоятки важеля включення приводу знизу догори) і за допомогою ізоляційних тяг включає контактні ножі. У разі відключення вал обертається під дією пружин відключення (переміщенням важеля відключення згори вниз або дистанційно від кнопки відключення) і через ізоляційні тяги спочатку розмикає

головні, а потім дугогасні контакти, які розмикаються в дугогасних камерах.

Вимикач може бути обладнаний пристроєм для його відключення у разі спрацювання запобіжника 17 (рис. 8.10б,в), який зв'язує вал 15 вимикача з допоміжними контактами 20 за допомогою тяги 12, що закріплена до валу хомутами 23. Прапорець 16 у разі перегорання запобіжника 17 через тягу 18, релейний валик 19 та заціпку 22 діє на ролик контактів 21, які подають команду на відключення вимикача.

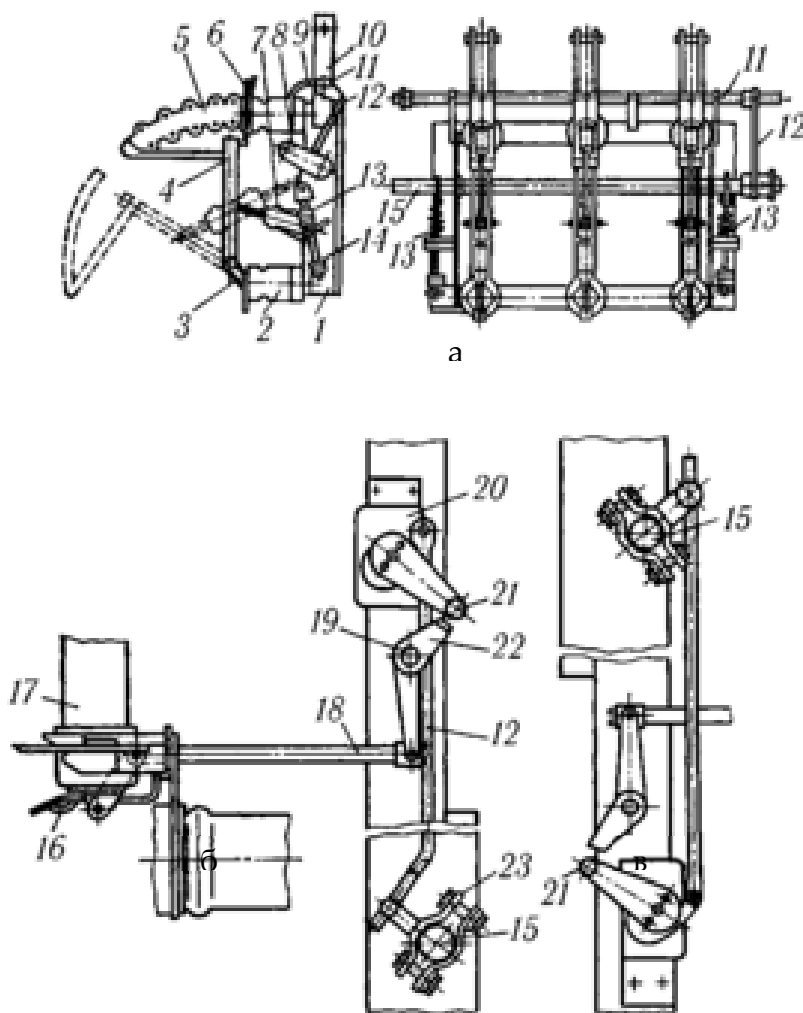


Рис. 8.10. Вимикач навантаження ВНР-10/400-10з (а) та пристрій для його відключення у разі встановлення напіврами над та під вимикачем (б, в)

Автогазові вимикачі навантаження розглянутих типів монтуються в закритих установках станцій, підстанцій та розподільних пунктів.

Вакуумні вимикачі останнім часом отримали широке застосування, особливо в мережах з порівняно невеликими струмами короткого замикання. Основною частиною їх конструкції є вакуумна камера. Відомо, що електрична міцність вакуумного проміжку (за тиску 10^{-5} – 10^{-6} Па) у багато раз більша, ніж у повітряного проміжку за атмосферного тиску. Цю властивість використовують у вакуумних дугогасних камерах типу КДВ. У разі розмикання контактів площа їх доторкання швидко зменшується, тому температура в точці дотику за рахунок струму, що проходить, різко збільшується, утворюючи місток із розплавленого металу. За дуже короткий час цей місток нагрівається і відбувається випаровування металу. Наявність у міжконтактному проміжку парів металу спричинює виникнення дуги. Внаслідок глибокого вакууму проходить швидка дифузія заряджених частинок у навколишнє середовище. Під час переходу струму через нуль дуга гасне. Приблизно через 10 мкс міжконтактами відновлюється електрична міцність вакууму. Пари металу осідають на сталевих екранах камери, що зберігають ізоляційний корпус камери від забруднення.

Для зменшення випаровування контактів застосовують контактні наконечники з тугоплавких металів (вольфраму).

Камера КДВ–5 має скляний циліндричний корпус, у середині якого через верхній фланець входить нерухомий контакт, а через нижній фланець і сильфонне ущільнення – рухливий контакт. Хід рухомого контакту становить всього 4–5 мм. Відкачування повітря з камери провадиться через ніпель, приварений до верхнього фланцю. Тиск у камері 10^{-5} Па. Всі з'єднання частин камери виконуються щільними вакуумними швами. За рахунок випаровування контактів у разі відключення відбувається погіршення вакууму, але якщо контакти виконані з тугоплавкого металу, то камера може витримати велику кількість відключень. Розглянута камера за напруги 10 кВ відключає струм 600 А не менше 500 разів, а струм 200 А – до 30 000 разів. Порівняно невеликий струм відключення не дозволяє застосовувати вакуумні вимикачі для відключення струмів короткого замикання.

Для вакуумних вимикачів розроблені та випускаються також й інші типи дугогасних камер КДВ–12, КДВ–17, КДВ–21.

На основі вакуумнихдугогасильних камер КДВ–12 та КДВ–21 створено вимикачі навантаження РМВАК–10/320, ВНВ–10/320, ВНВП–10/320 на 10 кВ, 320 А.

ВимикачВНВ–10/320 застосовується у комірках комплектного розподільного пристрою, в цьому випадку він монтується на візку, що викочується, (рис. 8.11). Такий вимикач розрахований на струмвимикання 2000 А.

Перевагою вакуумних вимикачів є малі габарити, вибухо-, пожежебезпечність, висока надійність.

Недоліком вакуумних вимикачів є невеликі струми відключення та можливість комутаційних перенапруг у разі відключення малих індуктивних струмів, коли згасання дуги в камері відбувається під час переходу струму через нуль.

Вакуумні вимикачі серії TEL (BB/TEL) (рис. 8.12) є комутаційними апаратами нового покоління. Випускають на номінальну напругу 10, 24 кВ, номінальний струм – 630, 800, 1000 А. Призначені для встановлення в комірках КРП. В основі принципу дії керування вимикачем покладено використання пофазних електромагнітних приводів з "магнітною заціпкою", механічно зв'язаних спільним валом.

Вимикач складається з трьох полюсів із вбудованими електромагнітними приводами, розміщених у спільній основі (рис. 8.13). Якір електромагнітів механічно зв'язаний із загальним валом, на якому встановлений постійний магніт, що керує під час повороту вала загерметизованими контактами для зовнішніх допоміжних кіл. Контакти перемикального типу для зовнішніх допоміжних кіл встановлені на двох монтажних платах, розміщених між полюсами вимикача.

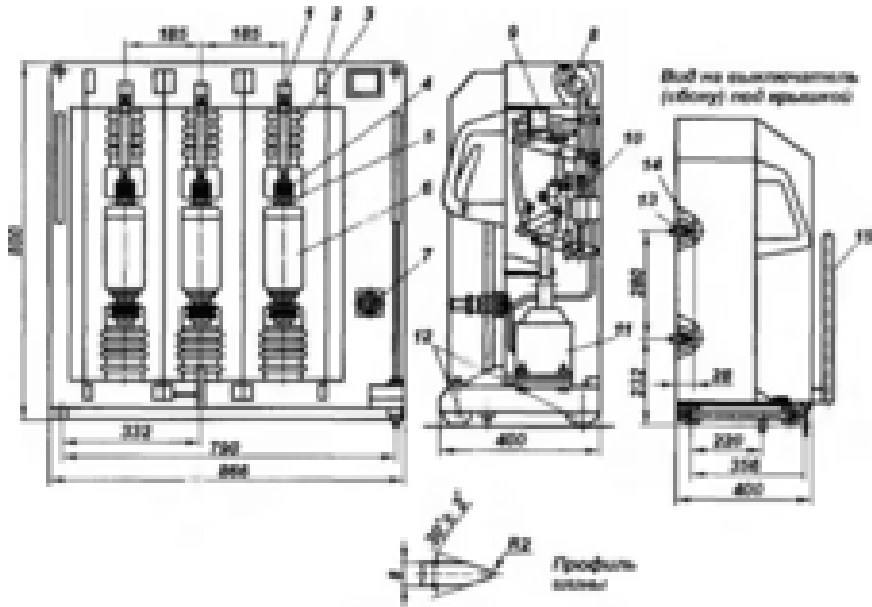


Рис. 8.11. Вакуумний вимикач навантаження ВНВ–10/320:

1 - тяговий ізолятор; 2 - рама; 3 - ізолятор опорний; 4 - виток динамічний; 5 - ніж контактний; 6 - камера дугогасіння; 7 - роз'єм штепсельний; 8- вал; 9 - електромагніт включення; 10 - пружина; 11 - електромагніт відключення; 12 - катки; 13 - нерухомий контакт (приналежність КРУ); 14 - рухомий первинний контакт; 15 - знімна рукоятка

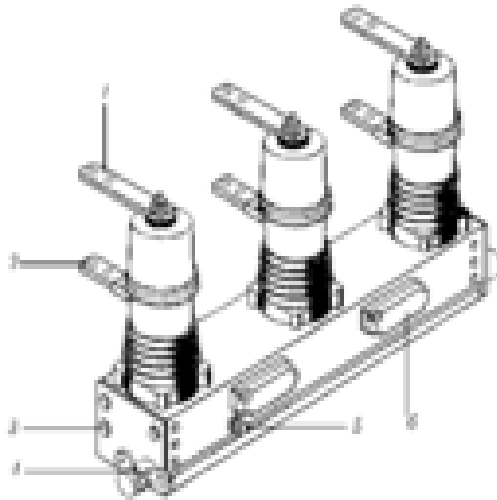


Рис. 8.12. Вакуумний вимикач BB/TEL:

1 – підключення №1 до головних кіл; 2 – підключення №2 до головних кіл; 3 – кріплення вимикача; 4 – кріплення кнопки річного відключення і вказівника "ВКЛ–ВІДКЛ"; 5 – заземлення вимикача; 6 – підключення до вторинних кіл

Кожна фаза ланцюга надійно відокремлена ізоляторами і в той же час все обладнання конструктивно зібрано на єдиному загальному приводі. Шини підстанції підключаються на вхідні вводи вимикача, а приєднання, яке відходить - на вивідні. Всередині вакуумної дугогасильної камери працюють силові контакти, що притискаються між собою так, щоб забезпечити мінімальний перехідний опір і надійне проходження струмів як навантаження, так і аварії. Верхня частина контактної системи стаціонарно закріплена, а нижня під дією зусилля приводу здатна переміщатися строго в осьовому напрямку.

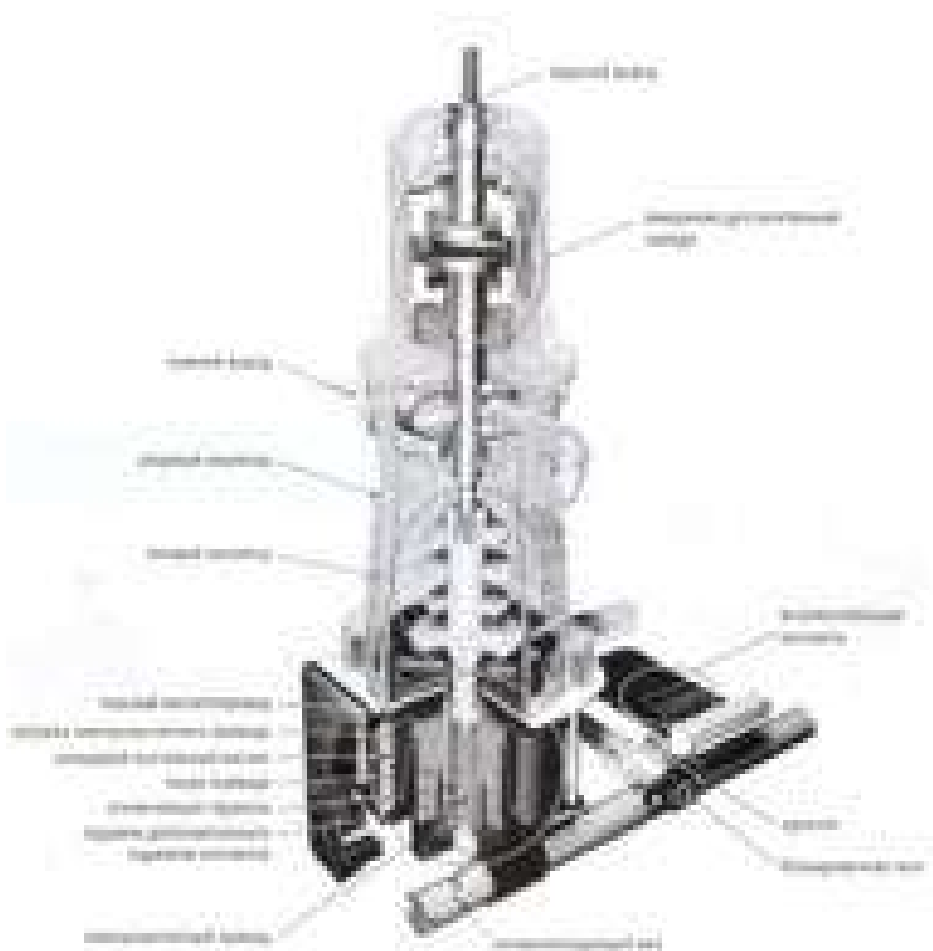


Рис. 8.13. Поліус вимикача серії BB/TEL

Елегазові вимикачі застосовують у розподільних пристроях на 35, 110, 220 кВ. Гасіння дуги в них відбувається в середовищі елегазу, який має високі дугогасні властивості. В цих вимикачах засто-

совується електромагнітне дугтя, що обертає дугу. Контактна система цих вимикачів розташована в фарфоровому корпусі, який герметично закритий та заповнений елегазом.

Розроблені конструкції елегазових вимикачів ВНЕ на напругу 35 та 110 кВ, номінальні струми до 1250 А та струми відключення 31,5 кА.

Перевагами елегазових вимикачів є пожежо- та вибухобезпечність, висока швидкодія.

Запобіжники на напругу понад 1000 В.

Високовольтнізапобіжники мають тесамепризначення і той самий принцип роботи, що і запобіжники до 1000 В.

Запобіжники серії ПК (рис. 8.14) із дрібнозернистим наповнювачемвиготовляють на напругу 3; 6; 10; 35 кВ та номінальні струми 400, 300, 200 і 40 А відповідно. Ці запобіжники мають струмообмежувальний ефект, повний час відключення за струмівкороткого замикання становить 0,005...0,007 с.

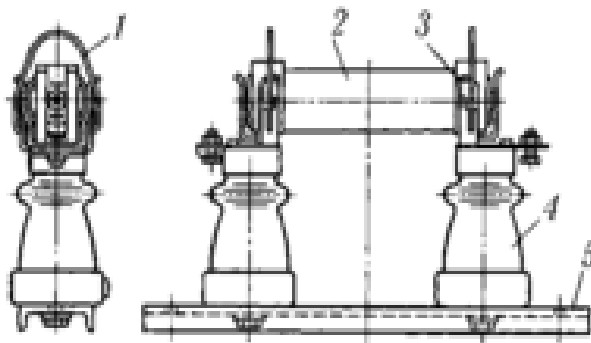


Рис. 8.14. Запобіжник ПК:

1 – замок; 2 – патрон; 3 – контакт; 4 – опорний ізолятор; 5 – цоколь

Патрон запобіжника складається з фарфорової або скляної трубки, армованої латунними ковпачками. В середині патрона розміщені мідні або срібні плавкі уставки. Для забезпечення нормальних умов гасіння

дуги плавкі уставки повинні мати значну довжину і малий переріз. Це досягається застосуванням декількох паралельних уставок 5, намотаних на ребристе керамічне осердя, або, за великих струмів, декількох спіральних уставок (рис. 8.15а,б). Спрацювання запобіжника визначається за вказівником 7, що викидається пружиною з трубки після перегорання сталеві уставки, що нормально утримує пружину в підтягнутому стані. Сталева уставка перегорає після робочих уставок, коли нею проходить весь струм.

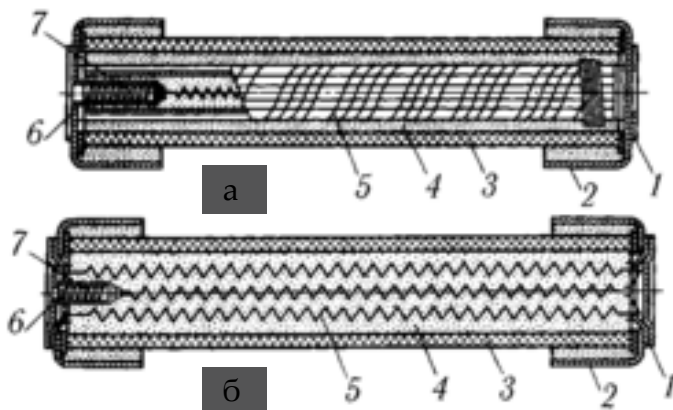


Рис. 8.15. Патрони запобіжників ПК з плавкими вставками:

а – на струм до 7,5 А; **б** – на струм більше 7,5 А; 1 – торцеві кришки; 2 – латунний ковпачок; 3 – фарфорова або скляна трубка; 4 – кварцовий пісок; 5 – плавка вставка; 6 – кульки з олова; 7 – вказівник спрацювання

Патрон запобіжника ПК вставляється в контакти, закріплені на опорних ізоляторах. Залежно від номінального струму у запобіжнику може бути один, два або чотири патрони.

Запобіжники серії ПКТ, застосовується для захисту трансформаторів напруги, на відміну від ПК мають константанову вставку, намотану на керамічне осердя. Показчик спрацювання в них відсутній, про перегорання судять за показаннями приладів, включених у вторинне коло трансформаторів напруги.

Завдяки малому перерізу плавкої вставки запобіжники ПКТ створюють значний струмообмежувальний ефект. Вони можуть бути встановлені в мережі, де потужність короткого замикання доходить до 1000 МВА, а для деяких типів (ПКТУ – посилені) потужність, що відключається, не обмежується.

Запобіжники з автогазовим гасінням дуги виконуються на напругу 10 кВ і вище.

Для відкритих розподільних пристроїв одержали поширення запобіжники типу ПСН, що стріляють (рис. 8.16).

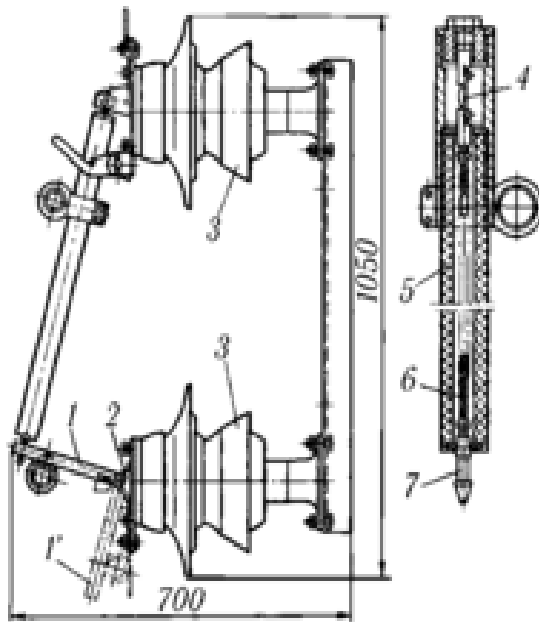


Рис. 8.16. Запобіжник типу ПСН–35 (загальний вигляд та патрон запобіжника):

1 та 1' – контактний ніж; 2 – вісь; 3 – опорний ізолятор; 4 – плавка вставка; 5 – трубка з газогенерувального діелектрика; 6 – гнучкий струмопровід; 7 – наконечник

Основною частиною запобіжника егазогенерувальнотрубка 2, усередині якої розміщений гнучкий провідник 3, з'єднаний із плавкою вставкою 4 і контактним наконечником 1. Паралельно міднійплавкій вставці розміщена сталева 5, що сприймає зусилля пружини, котра намагається витягти гнучкий провідник. Пружина впливає на цей провідник за допомогою контактного ножа, що кріпиться до наконечника 1. Головка патрона 6 і контактний ніж кріпляться на ізоляторах. У разі короткогозамикання спочатку розплавляється мідна, потім сталева вставка. Під дією пружини контактнийніж повертається і витягає з трубки гнучкий провідник. Дуга, яка виникла після розплавлювання вставок, затягується в трубку, де під дією високої температури дуги інтенсивно виділяється газ. Тиск у трубці досягає 100-200 Па, створюється інтенсивне подовжнє дуття, що гасить дугу. Гасіння супроводжується викидом розігрітих газів і потужного звукового ефекту – пострілом. У зв'язку з цим запобіжники ПСН встановлюються у відкритих РП таким чином, щоб у зоні вихлипу не було електричних апаратів.

Плавка вставка в нормальному режимі нагрівається до високої температури. Щоб не відбувалося газоутворення, вставка розміщена не в трубці, а в металевому ковпаку, що закриває один кінець трубки.

8.4. Приводи до комутаційної апаратури

Приводи бувають *ручні, вантажні, пружинні, електромагнітні і пневматичні*. За дією вони можуть бути *автоматичними, напіваавтоматичними і неавтоматичними*. Автоматичний привід забезпечує дистанційне вмикання і вимикання апарата, напіваавтоматичний привід може автоматично вмикати або (частіше всього) вимикати апарат. Вмикання і вимикання неавтоматичним приводом можливе лише вручну.

Всі приводи мають механізм вільного роз'єднання. В автоматичних і напіваавтоматичних приводах на вмикання фіксатор утримує апарат у ввімкнутому положенні. У разі вимикання апарата фіксатор вибиває вимикальна котушка або реле прямої дії. Таким

самим фіксатором утримується пружина або вантаж приводів, які забезпечують вмикання вимикача. На цю заскочку діє вмикальна котушка.

Вантажні приводи набули широкого застосування в сільських електроустановках, але вони мають низку істотних недоліків і тому їх виробництво тепер припинено. Найбільш поширеними в сучасній практиці для керування масляними і безмасляними вимикачами є пружинні й електромагнітні приводи. В пружинних приводах (наприклад, приводі ПП-67) вмикання вимикача здійснюється попередньо стиснутою вмикальною пружиною. Заводить цю пружину автоматичний моторний редуктор (АМР), і вимикачі з такими приводами можуть автоматично або дистанційно вмикатись багаторазово.

Електромагнітні (соленоїдні) приводи вмикають апарати потужним електромагнітом. Вони використовуються для керування потужними вимикачами. Електромагнітні приводи надійні в експлуатації, прості за конструкцією, але споживають значну потужність від мережі постійного струму. Найбільш легкий, сучасний привід ПЕ-П потребує потужності близько 13 кВт, інші – до 170 кВт.

Пневматичні приводи працюють на стисненому повітрі: вони конструктивно прості, мають невеликі розміри, високу швидкість вмикання, а енергія при цьому легко накопичується в простих повітряних резервуарах. Останнім часом їх застосовують навіть у тих електроустановках, у яких немає повітряних вимикачів.

Для вимикачів із потужністю вмикання не більше 200 МВ·А допускається застосування ручних приводів, які використовують також у вимикачах потужності, роз'єднувачах. У сільській енергетиці найбільш поширені ручні важільні приводи ПР-10, ПРБА і ПРА. Вони прості, надійні, зручні в експлуатації. Істотним їх недоліком є неможливість дистанційного і автоматичного вмикання.

Для керування короткозамикачами призначений напівавтоматичний привод ПГ 10-К, що розміщується в шафі. Він має два реле максимального струму миттєвої дії і один вмикальний електромагніт, який виконують на напругу 24, 48, 110, 220 В постійного струму або 127, 220, 380 В змінного струму. Вмикається

короткозамикач автоматично від дії релейного захисту, а вимикають його вручну.

Віддільником керують за допомогою приводу ПГ10-0, який конструктивно подібний до приводу ПГ10-К. У шафі, крім напівавтоматичного приводу, розмішують також блокувальне реле. Віддільник під дією останнього автоматично вимикається, а вмикання здійснюють вручну.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які функції виконує електрична апаратура в електричних колах?
2. Яка апаратура належить до комутаційної?
3. Що називається струмопроводом?
4. Що таке шинопровід?
5. Які шини використовують у розподільних пристроях?
6. Де використовують опорні й прохідні ізолятори?
7. Яке призначення мають робочі й дугогасильні контакти?
8. Які умови гасіння електричної дуги?
9. Які запобіжники використовують у розподільних пристроях?
10. Які типи вимикачів використовують в електро-установках високої напруги?
11. Що таке вимикач навантаження (вимикач потужності)?
12. Яке призначення мають роз'єднувачі?
13. Чому роз'єднувачем не можна вимикати навантаження?
14. Яке призначення мають короткозамикачі і віддільники?
15. Які приводи використовують для керування електричними апаратами?

РОЗДІЛ 9

КОНТРОЛЬНО-ВИМІРЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ І ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

9.1. Вимірювальні прилади, що використовують на електростанціях і підстанціях

Щоб забезпечити високу надійність електропостачання в процесі експлуатації установки, треба постійно контролювати електричні параметри – напругу, струм, опір, потужність, енергію і частоту. Вимірювання цих величин дає змогу визначити якість і кількість електроенергії, урахувати її витрати, перевірити, чи дотримуються задані режими [67,68].

Вимірювати електричні величини можна за *прямого, посереднього і змішаного* (напівпосереднього) вмикання приладів у контрольоване коло. За прямого вмикання прилади в коло вмикаються безпосередньо, за посереднього – через спеціальні вимірювальні трансформатори струму й напруги, а за змішаного — частина обмоток вмикається в коло безпосередньо, а частина – через вимірювальні трансформатори.

На електростанціях і підстанціях найчастіше застосовують посереднє вмикання вимірювальних приладів, що забезпечує такі основні переваги:

1) можна використовувати прилади (що вмикаються до вторинної обмотки вимірювальних трансформаторів) із стандартними обмотками, розрахованими на напругу 100 В і струм 5 А;

2) вимірювальні прилади відокремлюються від напруги понад 380 В, завдяки чому підвищується безпека їх обслуговування;

3) значно полегшується контрольна провідка;

4) первинні кола захищені від замикання в контрольних провідках.

Безпосереднє вмикання приладів у вимірюване коло можливе лише за напруг, менших 380 В, і порівняно невеликих струмах.

Контрольно-вимірювальні прилади на електростанціях і підстанціях розміщують на головних щитах керування. Іноді частину цих приладів установлюють у приміщенні закритого розподільного пристрою або в машинному залі електростанції. На теплових електростанціях, крім головного щита керування, є місцеві щити з

вимірювальними приладами для контролю за роботою електроустаткування окремих цехів.

Трансформатори струму й напруги здебільшого встановлюють у закритих і відкритих розподільних пристроях. На електростанціях трансформатори струму іноді розміщують у машинному залі під генератором. З'єднують вторинні обмотки трансформаторів струму і напруги з вимірювальними приладами *контрольними кабелями*.

Номенклатуру і кількість контрольно-вимірювальних приладів для встановлення в окремих колах електричних станцій і підстанцій вибирають залежно від потужності, напруги і призначення цих кіл. Кількість приладів має забезпечувати достатню повноту інформації про роботу електроустановки і разом з тим бути наочною, не перевантажувати уваги.

На електричних станціях і підстанціях найчастіше використовують амперметри, вольтметри, ватметри, лічильники активної і реактивної енергії і частотоміри.

Навантаження в колах генераторів, силових трансформаторів, ліній контролюють за допомогою амперметрів. За показами ватметра, амперметра і вольтметра визначають коефіцієнт потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3}UI} \cdot \quad (9.1)$$

Вольтметри вимірюють напругу, а частотоміри – частоту змінного струму, тобто величин, які характеризують якість електроенергії, що відпускається споживачам.

Лічильники активної і реактивної енергії встановлюють у колах генераторів, підвищувальних і знижувальних трансформаторів, у мережах споживачів та ін. На електростанціях малої потужності з напругою до 500 В у колі статора генератора встановлюють три амперметри, лічильник активної енергії і вольтметр. У колі збудження встановлюють лише амперметр.

За потужності генераторів понад 250 кВ·А на електростанціях, крім перелічених вище приладів, установлюють ватметри реактивної і активної потужності і лічильник реактивної енергії. Ватметром

активної потужності контролюють навантаження первинного двигуна, а ватметром реактивної потужності – розподіл цієї потужності між паралельно ввімкнутими генераторами.

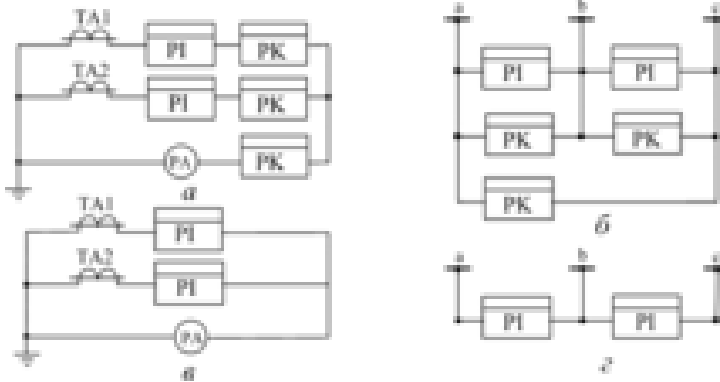


Рис. 9.1. Схеми вмикання електровимірювальних приладів:

а, б – у шафі вводу 10 кВ; *в, з* – в шафі відхідної лінії напругою 10 кВ

Навантаження підвищувальних трансформаторів невеликої потужності контролюють одним амперметром, який установлюють з боку нижчої напруги.

У колах потужних підвищувальних трансформаторів додатково встановлюють лічильник активної енергії і ватметр.

На районних підстанціях, що живляться від енергосистем, у колах понижуючих трансформаторів установлюють амперметри, ватметр активної потужності і лічильник активної і реактивної енергії.

На лініях розподільних мереж 6–10 кВ встановлюють по одному амперметру і лічильнику активної енергії. Якщо, від лінії живиться велика кількість споживчих підстанцій, то лічильник енергії можна не встановлювати.

На рис. 9.1а,б наведено схеми вмикання електровимірювальних приладів, які містяться в шафі вводу 10 кВ на

підстанції 35/10 кВ. Амперметр ввімкнений на суму струмів фаза А і С (показує струм фази В). Схеми вмикання електровимірювальних приладів, що розміщуються в шафі відхідної лінії напругою 10 кВ, показано на рис. 9.1в,г.

У колах трансформаторів власних потреб малопотужних електростанцій обмежуються одним амперметром, а на потужних електростанціях (особливо теплових) додатково встановлюють лічильник активної енергії. Якщо основна частина навантаження трансформаторів власних потреб припадає на освітлення, то бажано амперметри встановлювати в усіх трьох фазах.

Систематичний контроль за станом ізоляції є важливою умовою попередження аварій в електроустановках. Зменшення опору ізоляції внаслідок її старіння, пошкодження чи порушення правил експлуатації призводить до коротких замикань.

Контрольні вимірювання опору ізоляції виконують під час оглядів і під час планових ремонтів електроустановок. Найчастіше для цього застосовують мегомметри. Мегомметри виготовляють на напругу 100, 500, 1000 і 2500 В постійного струму. Для вимірювання опорів заземлення використовують мегомметри або вимірювачі опору.

В електричних мережах високої напруги стан ізоляції контролюють безперервно. В установках із заземленою централлю у разі пошкоджень ізоляції спрацьовує релейний захист, а в установках з ізольованою нейтраллю у разі замикання однієї з фаз на землю діє сигналізація замикання. Сигналізація здійснюється вольтметром або реле, увімкненим до вторинних обмоток трансформаторів напруги. У мережах напругою понад 1000 В їх можна вмикати до трьох однофазних трансформаторів напруги або до додаткової обмотки трифазного трансформатора напруги з п'ятьма осердями (НТМИ).

Крім зазначених вимірювальних приладів, які встановлюють у колах окремих елементів на електростанціях і підстанціях, у колах збірних шин використовують деякі загальні прилади (вольтметри, частотоміри, синхроскопи, фазометри та ін.).

Крім приладів-показчиків, в електроустановках використовують реєструвальні (самописні), а також підсумовувальні ватметри і варметри, що показують відповідно повне, активне і

реактивне навантаження в будь-який момент часу. Покази підсумовувальних ватметрів і варметрів, а також ватметрів окремих ліній за допомогою телемеханічних пристроїв автоматично передають на диспетчерський пункт.

9.2. Трансформатори струму і схеми їх вмикання

Первинну обмотку трансформаторів струму вмикають у коло послідовно, а до вторинної приєднують послідовно з'єднані обмотки амперметрів, ватметра, лічильника, реле та ін. Режим роботи трансформатора струму значно відрізняється від режиму роботи звичайного силового трансформатора. Трансформатор струму нормально працює за сталого навантаження вторинного кола і змінного струму первинної обмотки, тобто за змінного магнітного потоку. Струм у первинній обмотці не залежить від навантаження вторинної обмотки, яка перебуває в режимі, близькому до режиму короткого замикання. Отже, перевантаження і короткі замикання в колі вторинної обмотки не створюють небезпеки для трансформатора, тому захищати його запобіжниками чи іншими елементами немає потреби.

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму наближено дорівнює оберненому відношенню числа витків обмоток:

$$n_1 = \frac{I_1}{I_2} \cong \frac{\omega_2}{\omega_1} \quad . \quad (9.2)$$

На практиці:

$$I_1 > \frac{I_2 \omega_2}{\omega_1} \quad (9.3)$$

Таким чином, для трансформатора струму характерна *похибка за струмом* (за коефіцієнтом трансформації), її оцінюють за рівнянням (%):

$$\Delta = \frac{n_1 I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100, \quad (9.4)$$

де I_1 – струм в первинній обмотці;

I_2 – струм у вторинній обмотці;

$n_1 = \frac{I_1}{I_2}$ – номінальний коефіцієнт трансформації

трансформатора струму.

Від значення цієї похибки залежить точність показів приладів, приєднаних до вторинної обмотки.

Крім похибки за струмом, у трансформаторах струму виникає *кутова похибка*, що показує кут зсуву між вектором первинного струму і повернутим на 180° вектором вторинного струму. Ця похибка впливає на покази приладів ватметрового типу (ватметри, фазометри, лічильники, реле потужності тощо).

Похибка трансформаторів струму буде мінімальною за номінального навантаження вторинної обмотки:

$$S_{\text{ном}} = I_{\text{ном}}^2 z_{2\text{ном}}, \quad (9.5)$$

де $z_{2\text{ном}}$ – номінальне значення опору послідовно з'єднаних обмоток приладів і проводів, за якого забезпечується робота трансформатора струму в заданому класі точності.

Трансформатори струму виготовляють таких класів точності 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Трансформатори з класом точності 0,2 використовують для лабораторних вимірювань, 0,5 і 1 – для вимірювальних приладів, 3 – для приладів релейного захисту і простих вимірювальних приладів (щитових амперметрів).

Слід зазначити, що режим розімкнутої вторинної обмотки небезпечний для трансформатора струму. При цьому не виявлятиметься розмагнічувальна дія вторинної обмотки, у магнітопроводі різко зросте магнітний потік і на затискачах розімкнутої обмотки, кількість витків якої в багато разів більша, ніж первинної, виникне велика е.р.с., що створює небезпеку для

обслуговочного персоналу. Тому вторинна обмотка трансформаторів струму має бути завжди замкнутою або закороченою. Вторинну обмотка трансформаторів струму завжди заземлюють.

Трансформатори струму часто виготовляють з двома осерддями і двома вторинними обмотками. До однієї вторинної обмотки (з вищим класом точності) приєднують обмотки вимірювальних приладів, до іншої – обмотки реле. Ізоляція трансформаторів струму розрахована на напругу від 0,5 до 750 кВ включно.

Залежно від кількості витків первинної обмотки трансформатори струму бувають *одно-* і *багатовиткові* (петлеві). Одновиткові (стержневі) трансформатори струму виготовляють на первинні струми 150, 200 А і більше, а багатовиткові (петльові) – на струми від 5 до 600 А. Номінальний вторинний струм майже завжди дорівнює 5 А.

Схеми вмикання повною зіркою (рис. 9.2а) і трикутником використовують тоді, коли виникає потреба контролювати силу струму в усіх трьох фазах. Вмикання неповною зіркою і схему на різницю двох фаз (рис. 9.2б,в) використовують у системах з ізольованою централлю, а схему суми трьох струмів (рис. 9.2г) – в релейному захисті від замикання на землю.

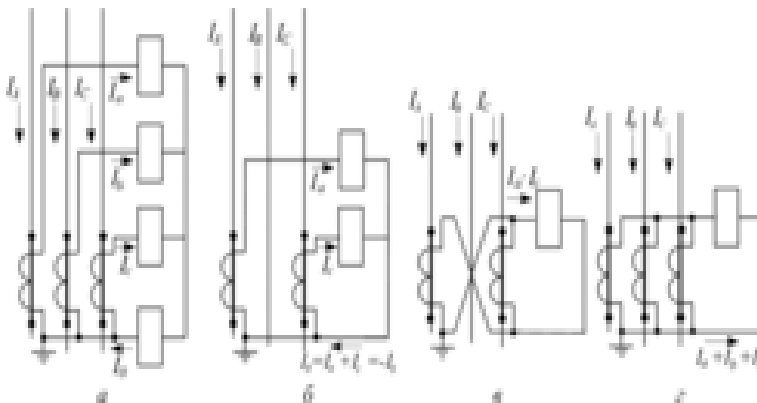


Рис. 9.2. Схеми з'єднання трансформаторів струму

Щоб мати від двох вторинних обмоток якнайбільшу потужність, їх з'єднують послідовно. У разі паралельного з'єднання цих обмоток збільшується струм вторинного кола. За схемами *а* і *б*, показаними на рис. 9.2, вмикають контрольно-вимірювальні прилади і реле, за схемами *в* і *г* з послідовним з'єднанням обмоток трансформаторів – лише реле захисту.

Вмикати вимірювальні прилади і реле на загальну вторинну обмотку трансформатора струму не рекомендується, щоб не створювати труднощів під час експлуатаційної перевірки реле.

За способом установалення трансформатори струму бувають *прохідні, опорні і вмонтовані*, для *зовнішнього і внутрішнього* встановлення.

Прохідні трансформатори встановлюють лише в закритих розподільних пристроях.

Прохідний трансформатор струму ТПЛ (рис. 9.3) має литий епоксидний корпус *1*, в якому розміщені обмотки. Корпус через магнітопровід закріплений на лапі *2*. Шина первинної обмотки з обох боків має гвинтові затискачі *3*, а кінці вторинних обмоток виводяться до затискачів *4*. Позначають затискач відповідно *Л1, Л2* і *І1, І2*. Без первинної обмотки виготовляють трансформатор струму ТПШЛ. Функції первинної обмотки в ньому виконує шина, яку пропускають через нього під час монтажу.

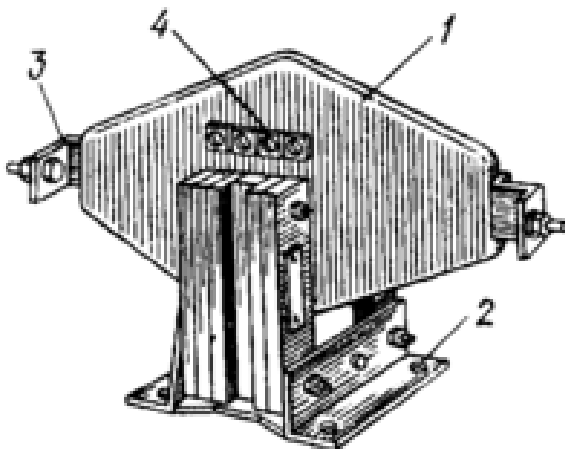


Рис. 9.3. Трансформатор струму ТПЛ:

1 – корпус; 2 – лапа; 3 – гвинтові затискачі; 4 – затискачі.

Для маркування трансформаторів струму використовують позначення: Т – трансформатор струму, П – прохідний, О – одновитковий, К – котушковий, Ф – з фарфоровою ізоляцією, Л – з литою смоляною ізоляцією, У – посилений, М – модернізований, Н – для зовнішнього встановлення, Д – для диференційного захисту, З – для захисту від замикань на землю. Перша після букв цифра показує напругу в кіловольтах, друга позначає осердя і клас точності. Наприклад, ТПЛ-10-0,5/Р – трансформатор струму прохідний з литою епоксидною ізоляцією, розрахований на напругу 10 кВ, клас точності 0,5.

9.3. Трансформатори напруги і схеми їх вмикання

Трансформатори напруги використовують для зниження напруги на приладах і реле до 100 В.

Коефіцієнт трансформації такого трансформатора пропорційний відношенню кількості витків його первинної і вторинної обмоток:

$$n_U = \frac{U_{ном1}}{U_{ном2}} \cong \frac{\omega_1}{\omega_2}. \quad (9.6)$$

Як і трансформаторам струму, трансформаторам напруги властиві похибка за коефіцієнтом трансформації (за напругою) і кутова похибка δ .

Похибка за коефіцієнтом трансформації (%):

$$\Delta = \frac{n_U U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100, \quad (9.7)$$

де n_U – номінальний коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Кутова похибка визначається кутом між вектором U_1 і повернутим на 180° вектором U_2 . Під час вимірювання напруги кутова похибка не впливає на результат вимірювання, але у разі вимірювання потужності, енергії, фази та деяких інших параметрів відіграє певну роль. Похибка за коефіцієнтом трансформації впливає на точність показів усіх приладів, що приєднуються до вторинної обмотки.

До вторинної обмотки трансформатора напруги приєднують паралельно всі обмотки напруги приладів і реле. Крім того, від них іноді живляться сигнальні, оперативні кола і кола автоматики.

Точність роботи трансформатора напруги залежить від навантаження. Максимальне навантаження, за якого трансформатор напруги не виходить за межі зазначеної в паспорті точності, називається його *номінальним навантаженням*. Наша промисловість виготовляє трансформатори напруги чотирьох класів точності – 0,2; 0,5; 1 і 3.

Крім номінальної, трансформатори напруги характеризуються, ще й *максимальною потужністю*, яка визначає межу навантаження трансформатора напруги за допустимим нагріванням його обмоток. У разі навантаження в межах від номінального до максимального трансформатор може працювати без пошкодження, але виходить із свого класу точності. У цьому діапазоні він використовується як силовий для живлення освітлення, кіл сигналізації тощо.

Для вмикання обмоток лічильників трансформатор напруги має працювати в класі точності не нижче 0,5. Інші вимірювальні прилади (вольтметри, ватметри) і ватметрові обмотки реле можуть живитися від трансформаторів напруги класу 1. Реле напруги і вольтметри, які не використовують для вимірювання потужності і $\cos \varphi$, можна живити від трансформаторів напруги класу 3. Трансформатори напруги класу 0,2 використовують для лабораторних вимірювань.

Трансформатори напруги виготовляють одно- і трифазними з сухою або масляною ізоляцією. Обмотки сухих трансформаторів відкриті і вільно обтікаються повітрям, обмотки масляних трансформаторів розміщують у баках (або корпусах), наповнених трансформаторним маслом, яке водночас є ізоляцією і охолоджувальним середовищем.

Схеми вмикання однофазних трансформаторів напруги і приєднання до них вимірювальних приладів показано на рис. 9.4.

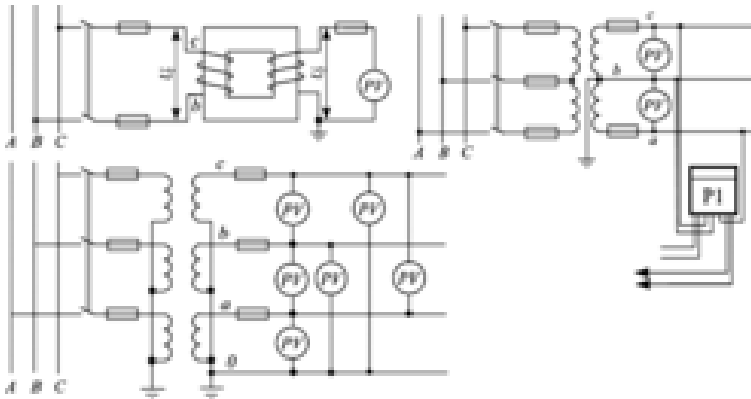


Рис. 9.4. Схеми вмикання однофазних трансформаторів напруги

Якщо треба вимірювати лише лінійну (міжфазну) напругу, то трансформатор вмикають за схемою (рис. 9.4а); два трансформатори напруги вмикають за схемою відкритого трикутника (рис. 9.4б). Три однофазні трансформатори напруги, з'єднані зіркою з глухим заземленням нейтралі (рис. 9.4в), дають можливість вмикати

вимірювальні прилади й інші елементи як на фазну, так і на лінійну напругу. Глухе заземлення нейтралі з боку вищої напруги дає змогу контролювати ізоляцію первинної мережі. У нормальному режимі всі вольтметри контролю ізоляції покажуть фазну напругу, у разі замикання однієї з фаз на землю вольтметр пошкодженої фази показуватиме нуль, а інші – лінійну напругу.

Задля безпеки обслуговування вимірювальних приладів і реле одну з точок вторинного кола трансформатора напруги обов'язково заземлюють.

Трифазні трансформатори НТМК і НТМИ використовують для внутрішнього встановлення на напругу до 18 кВ. Трифазні трансформатори НТМК виготовляють із трьома осердями; вони відзначаються високою точністю роботи і призначені для приєднання обмоток лічильників, фазометрів, реле потужності й інших ватметрових обмоток. Ці трансформатори непридатні для контролю ізоляції в трифазних мережах з ізольованою нейтраллю. У разі замикання однієї фази на землю на всіх трьох осердях магнітопроводу виникають потоки нульової послідовності, які замикаються через кожух трансформатора, спричиняють надмірне нагрівання і призводять до виходу трансформатора з ладу.

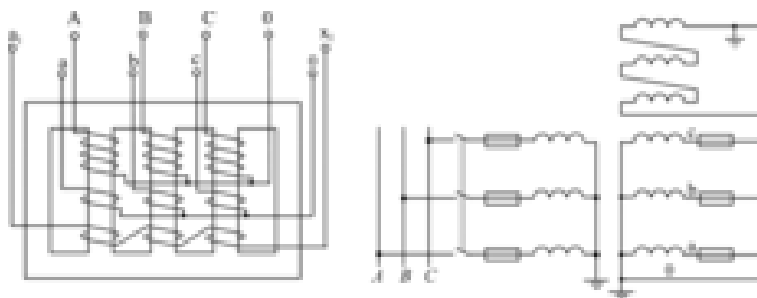


Рис. 9.5. Конструкція (а) і схема вмикання (б) трансформатора НТМИ

Цих недоліків позбавлений трифазний трансформатор НТМИ з п'ятьма осердями. Він універсальний і може використовуватись як для приєднання приладів вимірювання, так і для контролю ізоляції.

Трансформатор НТМИ має одну первинну і дві вторинні обмотки. Усі вони розміщені на трьох середніх осердях (рис. 9.5а). Первинну і основну вторинну обмотки з'єднують зіркою, їх нейтральну точку виводять на кришку трансформатора для заземлення. Додаткову вторинну обмотку з'єднують у відкритий трикутник. До основної вторинної обмотки вмикають вимірювальні прилади, а до додаткової – реле захисту від замикання на землю і прилади сигналізації.

У нормальному режимі робота трансформатора НТМИ нічим не відрізняється від роботи інших трансформаторів. На затискачах додаткової обмотки напруги не буде. У разі замикання однієї з фаз на землю магнітні потоки нульової послідовності замикаються не через кожух і повітря (як у трансформаторі НТМК), а через крайні осердя, не призводячи до збільшення струмів нульової послідовності в первинних обмотках і перегрівання трансформатора. Схему вмикання обмоток трансформатора напруги НТМИ показано на рис. 9.5б.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. У яких колах використовують безпосереднє вмикання вимірювальних приладів?
2. Які переваги посереднього вмикання вимірювальних приладів?
3. У якому режимі працюють трансформатори струму?
4. Чим відрізняється робота трансформатора напруги від роботи силового трансформатора?
5. Як визначається похибка вимірювальних трансформаторів?
6. Що таке кутова похибка вимірювального трансформатора?
7. За якими параметрами вибирають трансформатори струму?
8. Що називається термічною і динамічною стійкістю трансформаторів струму?
9. Що впливає на клас точності вимірювальних трансформаторів?
10. Як здійснюється контроль ізоляції в мережах, що працюють

з ізолюваною централлю?

11. Які є схеми вмикання вторинних обмоток трансформаторів струму?

12. Чому категорично забороняється робота трансформатора струму з розімкнутою вторинною обмоткою?

13. Чому вторинну обмотку трансформатора струму необхідно заземлювати?

14. Які класи точності встановлені для трансформаторів струму і для трансформаторів напруги?

РОЗДІЛ 10

ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА РЕЗЕРВНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

10.1. Схеми і джерела електропостачання сільськогосподарських районів. Районні трансформаторні підстанції

Електропостачання сільськогосподарських споживачів здебільшого здійснюється від районних підстанцій, які живляться від потужних енергетичних систем. Найбільш поширені в сільській місцевості районні трансформаторні підстанції 110/10, 110/20, 35/10 кВ [67,68].

На рис. 10.1 зображено найбільш поширену схему електропостачання від енергосистеми. Районна знижувальна підстанція *РП*, розміщена в зоні споживання електроенергії, живиться від енергосистеми лінією електропередачі напругою 35 (110) кВ. Від районної знижувальної підстанції енергія лініями електропередач *ЛП* напругою 10 кВ передається до споживчих трансформаторів підстанцій *ТП*, які розміщені безпосередньо біля споживачів. Від споживчих трансформаторних підстанцій електроенергія на низькій напрузі 380/220 В повітряними або кабельними лініями *Л2* підводиться до окремих споживачів. У приміщеннях до розподільного щитка через вимикач (рубильник) і запобіжник або повітряний автомат вмикають внутрішню проводку, яка здійснює живлення споживача.

У сільському господарстві використовують споживчі підстанції з трансформацією 35, 20, 10 або (рідше) 6 кВ на 400 В. Розподіл електричної енергії сільськогосподарським споживачам в основному здійснюється на напрузі 10 кВ, в окремих випадках – на напрузі 20 кВ.

Кожна підстанція має три основні вузли:

- 1) розподільний пристрій високої напруги;
- 2) силовий трансформатор;
- 3) розподільний пристрій пониженої напруги.

На районних підстанціях частину 110 і 35 кВ виконують як відкритий розподільний пристрій, а частину 10-20 кВ – у вигляді закритого або комплектного розподільного пристрою.

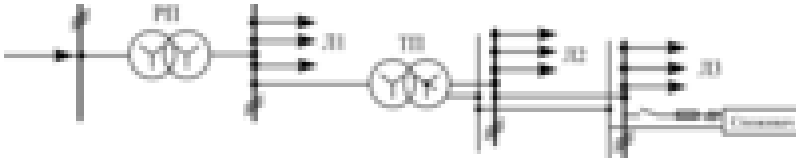


Рис. 10.1. Схема електропостачання від енергосистеми

Для електрифікації сільських районів використовуються комплектні трансформаторні підстанції 110/35/10 кВ потужністю від 2×16000 кВ·А (рис. 10.2).

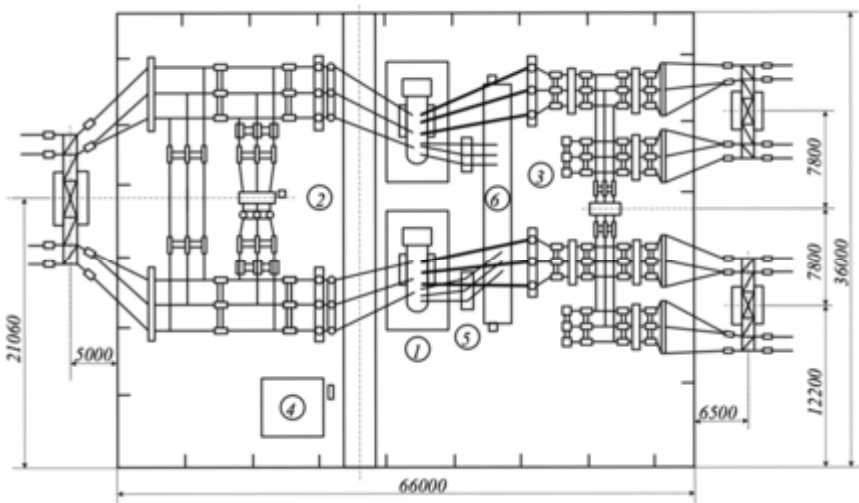


Рис. 10.2. План КТПБ 110/35/10 кВ (за схемою 110-3), 2×16 МВА: 1 – трансформатори; 2 – ВРП 110 кВ; 3 – ВРП 35 кВ; 4 – загальнопідстанційний пункт управління; 5 – трансформатори власних потреб; 6 – КРПЗ 10к

Запобіжники можуть захищати підстанції потужністю до 6300 кВ·А. У разі спорудження тупикових районних підстанцій і на відпайках потужності трансформаторів понад 2500 кВ·А використовують віддільники і короткозамикачі.

Комплектний розподільний пристрій 3, що встановлений на залізобетонному фундаменті 19 і металевій рамі 18, живиться від трансформатора 4 напругою 10 через шафу вводу 22. Відхідні лінії 10 кВ приєднують до шафи 20 через опорні ізолятори, розміщені на кронштейнах 2. Крім того, в розподільному пристрої 10 кВ встановлюють шафи 21 для трансформатора власних потреб і 23 для трансформатора напруги разом із влітовими розрядниками.

Для огорожі звичайно використовують металеву сітку, змонтовану на сталених трубах, які водночас є заземлювачами.

За способом приєднання до лінії 110 або 35 кВ розрізняють підстанції тупикові (блочні), відгалужувальні, прохідні та вузлові.

Однотрансформаторні *тупикові* підстанції проектується за блочною схемою на боці високої напруги з роз'єднувачем та запобіжниками (рис. 10.3а), з роз'єднувачем, віддільником та короткозамикачем (рис. 10.3г) або вимикачем та роз'єднувачами.

Відгалужувальні підстанції (рис. 10.3б) встановлюють на відгалуженні від ЛЕП, яка проходить в даному районі. В цих схемах передбачено збереження живлення транзитної лінії у разі пошкодження на відгалуженні. До *прохідної* підстанції (рис. 10.3в) безпосередньо підходять транзитні лінії високої напруги 35–220 кВ.

У розподільних мережах основним обладнанням є трансформатор, високовольний вимикач, короткозамикач, віддільник, роз'єднувач та ін.

Електропостачання від окремих місцевих районних, міжрайонних і промислових електростанцій, здійснюється також електромережами високої напруги з одним або двома ступенями за порівняно невеликих радіусів електропередачі. Напруга таких електромереж не перевищує 35 кВ, а в більшості випадків становить 6–10 кВ. Передача електроенергії здійснюється на трьох ланках: лінія 6–10 кВ, підстанція 6–10/0,4 кВ і лінія 0,4 кВ.

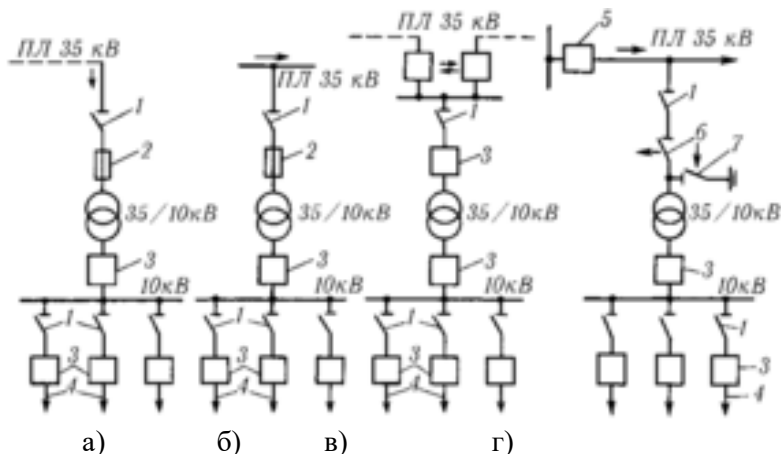


Рис. 10.3. Схеми підстанцій:

а – тупикова; б – відгалужувальна; в – прохідна; г – з короткозамикачем та відділювачем 1 – роз’єднувач; 2 – запобіжник; 3 – вимикач; 4 – повітряні лінії 10 кВ; 5 – головний вимикач; 6 – відділювач; 7 – короткозамикач

Від електростанцій потужністю до 50 кВт розподіл електроенергії здійснюється в межах одного господарства або населеного пункту електромережами низької напруги 0,4 кВ без трансформації.

10.2. Відкриті, закриті і комплектні розподільні пристрої

Від електростанцій до споживачів електрична енергія передається через лінії електропередачі різних напруг та підвищувальні і знижувальні підстанції. На кожній електростанції або підстанції є *розподільний пристрій*, призначений для приймання електричної енергії від генератора або трансформатора й розподілу її між споживачами безпосередньо або через проміжні розподільні пункти. Прилади і апарати, які розміщені в розподільних пристроях, використовують для вмикання і вимикання окремих споживачів або їх груп, вимірювання струму, напруги, частоти і потужності, а також для обліку споживання електроенергії. В

розподільних пристроях сконцентрована також апаратура захисту від пошкоджень на лініях.

Розподільні пристрої поділяють на дві великі групи – *закриті*, що розміщуються всередині приміщень і захищені від безпосереднього впливу атмосферних умов, і *відкриті*, які розміщують на відкритих площадках.

Конструкція розподільних пристроїв залежить від напруги лінії, а також від типу виводів, вимикачів та іншої апаратури, що в них розміщується. Закриті розподільні пристрої у конструктивному відношенні поділяються на два типи – для установок напругою до 1000 В і для установок напругою понад 1000 В.

Розподільний пристрій – це конструктивне виконання прийнятої електричної схеми, тобто розміщення електричних апаратів усередині приміщення або на відкритому повітрі і з'єднання їх між собою неізолюваними шинами чи проводами. Оскільки розподільні пристрої є однією з найбільш відповідальних частин електроустановки, до них ставлять підвищені вимоги, які враховуються під час вибору схеми розподільного пристрою і узгодження його з іншими елементами електроустановки.

Основні вимоги до розподільних пристроїв – надійність, зручність монтажу й експлуатації, пожежна безпека і безпека обслуговування, економічність, простота розширення. Надійність забезпечує безперебійне електропостачання в нормальних режимах, під час ремонтів і аварій. Вона досягається високою якістю проекту, монтажу і каліфікованою експлуатацією. Зручність монтажу і обслуговування під час експлуатації досягається дотриманням належних відстаней як між окремими апаратами і струмопровідними частинами, так і між окремими камерами. Для зручності огляду, перевірки, очистки, ремонту обладнання без порушення нормальної роботи сусідніх кіл необхідно розміщувати обладнання рядами в камерах, передбачаючи вздовж камер коридори, проходи або проїзди.

Для забезпечення пожежної безпеки будівельні конструкції як закритих, так і відкритих розподільних пристроїв виготовляють з негорючих матеріалів – металу, цегли, шлакоблоків, залізобетону. Приміщення споруджують переважно без вікон, двері металеві, відкриваються назовні. Під силовими трансформаторами

передбачаються маслозбірні ями з гравієм або бетоновані маслоприймачі. Маслонаповнене обладнання (бакові масляні вимикачі, масляні трансформатори власних потреб та ін.) встановлюють в ізольованих камерах із зовнішнім входом і металевими дверима.

Безпека експлуатації забезпечується нормованими відстанями від проходів до неізольованих струмопровідних частин, установкою постійних захисних, суцільних або змішаних огорож, поручнів та ін. Якщо довжина коридору або проходу більше 7 м, то має бути обов'язково два виходи. Для підвищення безпеки обслуговування використовують дерев'яні штахети, гумові килимки, різноманітні індикатори. В розподільних пристроях застосовують також блокування безпеки і різноманітну сигналізацію.

Економічність розподільного пристрою забезпечується вибором найбільш раціональної та економічної конструкції у разі порівняння різних варіантів за капітальними затратами, доступністю обладнання, строками спорудження, втратами електроенергії під час роботи та експлуатаційними витратами.

Можливість розширення задовольняється не лише тим, що передбачаються вільний торець приміщення розподільного пристрою і цільна ділянка території для розширення відкритої площадки. Розширення має враховувати заміну обладнання на більш потужні конструкції.

Іноді за збільшення кількості ділянок (частіше для підстанцій напругою 110 кВ і більше) доцільно перейти на іншу схему з'єднань, більш доцільну в нових умовах.

Збільшення розмірів, території, вибір більш потужного обладнання з урахуванням перспективи розвитку і тим більш перехід на нову схему електричних з'єднань необхідно обґрунтувати.

Розподільні пристрої напругою понад 35 кВ виконують здебільшого відкритими. Закріплюють апаратуру на спеціальних фундаментах і опорах. Опори можуть бути залізобетонними, металевими і дерев'яними із залізобетонними приставками. Металеві опори закріплюють на залізобетонних фундаментах, а їх наземну частину покривають спеціальною сірою фарбою. З'єднують апарати гнучкими проводами або шинами прямокутного перерізу.

На відміну від повітряних ліній, в розподільних пристроях використовують лише натяжні гірлянди ізоляторів. Натяг проводів від лінії до розподільних пристроїв роблять значно меншим, ніж на лініях електропередачі. Це зменшує навантаження на опори і підвищує надійність роботи проводів (зменшується загроза обриву). Проводи мають розміщуватися на висоті не менше 3,5 м.

Територію розподільного пристрою огороджують, площадку вирівнюють, надаючи невеликого нахилу для стоку води. Як і в закритих, у відкритих розподільних пристроях розрізняють осередок (чарунку) силового трансформатора, шинороз'єднувального вимикача, трансформаторів напруги, розрядників, живильних і відхідних ліній. Відстань між їх осями має становити 5–7 м за напруги 35 кВ і 8–10 м – за 110 кВ. Зовнішні розподільні пристрої, порівняно з закритими, потребують меншого обсягу будівельних робіт, а отже, мають меншу вартість і швидше споруджуються, їх легше розширювати і реконструювати. Проте ізоляція цих пристроїв працює в більш важких умовах, ускладнюється їх обслуговування взимку.

Закриті розподільні пристрої влаштовують у приміщеннях, розділених на окремі відсіки (камери). У кожній камері монтують апарати і прилади, які належать до одного кола (генератор, трансформатор, секційний вимикач, повітряний чи кабельний вивід та ін.). Уздовж камер розподільного пристрою передбачений спеціальний коридор обслуговування. Камери розміщують здебільшого в один ряд, а коли їх багато – у два ряди.

Виготовляють камери із збірних сталевих конструкцій. Одна від одної камери відділені сталевими або азбоцементними листами, а від коридору керування – частково сталевими листами, а частково металевою сіткою. Приводи вимикачів і роз'єднувачів установлюють на передній стінці камери, з боку коридору. Тут же розміщують сигнальні лампочки, вимірювальні прилади. Кожну камеру розділяють на три відсіки. У верхньому відсіку розміщують збірні шини і шинний роз'єднувач, нижче – вимикач, а ще нижче – трансформатори струму, кабельну воронку.

Під час монтажу, а також у процесі експлуатації користуються схемою заповнення розподільного пристрою, що показує, як розміщені апарати й обладнання в кожній камері.

Для електроустановок напругою до 1000 В розподільні пристрої виконують у вигляді розподільних щитів каркасного типу одно- і двостороннього обслуговування. Щит комплектують з окремих панелей – ввідних, лінійних, секційних і торцевих.

Розподільні щити одностороннього обслуговування (наприклад, ЩО-70) приставного типу встановлюють безпосередньо біля стіни. Вони потребують меншої площі і дешевші.

Розподільні щити двостороннього обслуговування зручні в експлуатації, але потребують більше місця. Вони комплектуються з типових панелей ПРС або ПД і шаф ПД. Панелі відкриті зверху і ззаду, їх встановлюють в електроприміщеннях, а шафи – закриті, їх використовують у виробничих приміщеннях.

Крім розподільних щитів, для приймання, розподілу електроенергії і захисту відхідних ліній в мережах напругою 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю використовують вводно-розподільні пристрої (наприклад, ВРУ-70).

У споживачів електроенергії встановлюють групові розподільні щитки, пункти і шафи. Промисловість випускає щитки для типових житлових будинків і загального призначення, які використовують у виробничих і громадських будівлях. Для електроустановок промислових підприємств і громадських будинків випускають: групові щитки серії СУ-9400, пункти С-9500 і розподільні пункти ПР-9000 з три- й однополюсними автоматами в захищеному виконанні, освітлювальні щитки серії ОП, ОЩ і ОЩВ з автоматами на 6 і 12 груп, щитки серії УОЩВ на 6 і 12 однофазних груп.

Щити, ввідні пристрої, щитки та інші розподільні пристрої сучасних конструкцій – це закінчені комплектні пристрої для приймання і розподілу електроенергії, керування і захисту електроустановок.

Розподільний пристрій, який складається з шаф, закритих повністю чи частково, або блоків із вбудованими в них апаратами, пристроями захисту і автоматики, вимірювальними приладами і допоміжними пристроями, що поставляються у збірному або повністю підготовленому для складання вигляді, називається *комплектним розподільним пристроєм* (КРП) (рис. 10.4).

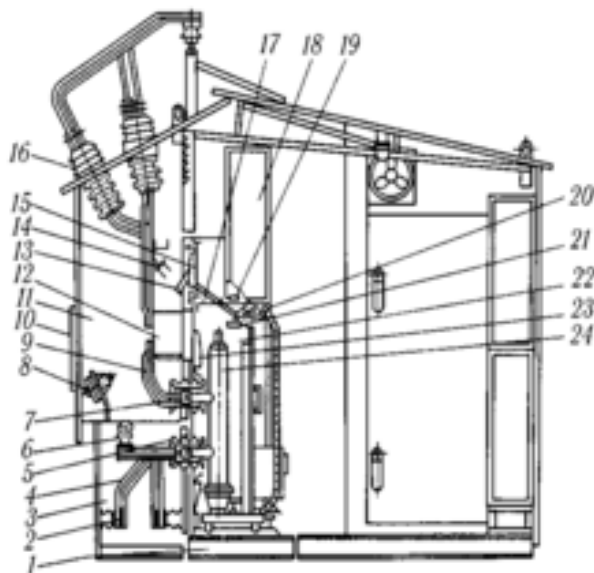


Рис. 10.4. Шафа КРПЗ серії К-47 з вимикачем:

1 – рамка основи; 2 – збірні шини; 3, 11, 22 – відсіки (збірних шин, лінійного і висувного елемента); 4, 9 – відпайки; 5, 6, 16 – ізолятори з нерухомим шинним контактом, опорний і прохідний; 7 – нерухомий лінійний контакт у прохідному ізоляторі; 8 – вентилятор; 10 – люк; 12 – трансформатор струму; 13 – заземлювальний роз’єднувач; 14 – нерухомий контакт заземлювального роз’єднувача; 15, 17 – розвантажувальні клапани лінійного відсіку і відсіку висувного елемента; 18 – релейна шафа; 19 – кінцевий вимикач; 20 – штепсельний роз’єм; 21 – привід заземлювального роз’єднувача; 23 – шторка; 24 – вимикач на висувному елементі

Підстанція, яка складається з трансформаторів і блоків КРП (внутрішнє встановлення) або КРПЗ (зовнішнє встановлення), які поставляються в зібраному або повністю підготовленому для складання вигляді, називається *комплектною трансформаторною підстанцією* (КТП).

10.3. Призначення, схеми і конструктивне виконання споживчих підстанцій 10-35/0,4 кВ

Електропостачання сільських споживачів на напрузі 0,38/0,22 кВ здійснюється від споживчих трансформаторних пунктів (ТП) або КТП 6-10/0,38-0,22 кВ, які розміщуються безпосередньо біля центрів споживання електроенергії.

Потужності таких підстанцій невеликі і їх здебільшого виконують відкритими.

Найбільш поширеними є КТП, до складу яких входять ввідний високовольтний пристрій, силовий трансформатор, розподільний пристрій низької напруги і струмопроводи в одному або кількох блоках. Потужність силового трансформатора може бути 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 і 2500 кВ·А.

Комплектні підстанції повністю виготовляють на заводі, а на місці їх лише встановлюють на відповідні залізобетонні опори або фундаменти.

На рис. 10.5а показано загальний вигляд КТП 6-10/0,4 кВ потужністю 40–63 кВ·А. Роз'єднувачі 4 встановлюють на опорі, а решта обладнання зкомплектована разом. КТП складається із вводів 1 (6-10 кВ) з запобіжниками, силового трансформатора 2, розподільного пристрою 3, прохідних ізоляторів 5, вентильного розрядника 6. Поруч із підстанцією розміщують опори ліній напругою 6-10 і 0,38 кВ. У розподільному пристрої 3 розміщуються три фідера, обладнаних автоматичними вимикачами для споживачів, і один фідер вуличного освітлення. КТП встановлюють на фундаменти або спеціальних залізобетонних опорах 7 на висоті 1,8 м (рис. 10.5б).

На рис. 10.6 подано схему електричних з'єднань КТП. Роз'єднувач *QS* РЛНДз-10/400 встановлюють на кінцевій опорі електромережі напругою 10 кВ (на схемі не показаний). Захист від перенапруги здійснюють розрядники *FV1- FV3* типу РВО-10 з боку вводу 10 кВ і розрядники типу РВН-0,5 з боку низької напруги. Сама підстанція складається з трьох основних елементів: шафи високовольтного розподільного пристрою з запобіжниками *P* типу ПТ-10, силового трансформатора *T* і розподільного пристрою 0,38 кВ.

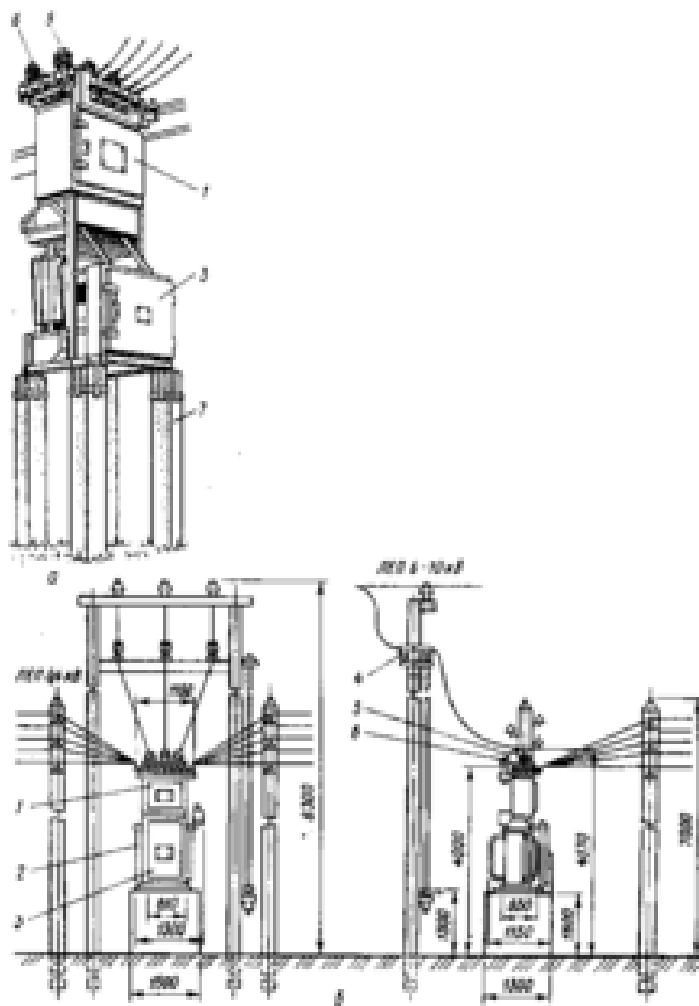


Рис. 10.5. Загальний вигляд (а) і встановлення (б) КТП 6-10/0,38–0,22 кВ:

1 – вводи; 2 – трансформатор; 3 – розподільний пристрій; 4 – роз'єднувачі; 5 – прохідні ізолятори; 6 – вентильний розрядник; 7 – залізобетонні опори

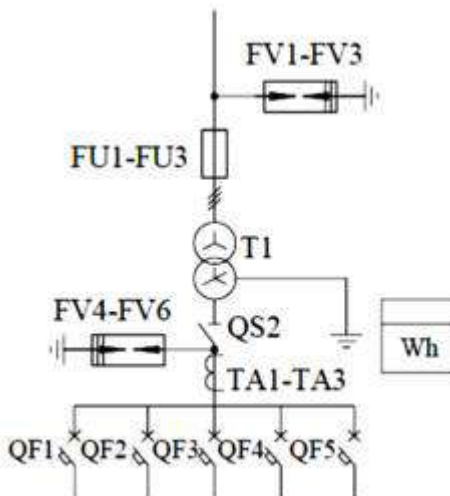


Рис. 10.6. Схема електричних з'єднань КТП

Облік споживаної електроенергії здійснюється через трансформатори струму *ТА* лічильником *Wh*.

Захист фідерів 380/220 В від струмів міжфазних і однофазних коротких замикань здійснюється за допомогою автоматичних вимикачів *QF*.

На КТП застосовують механічне блокування, яке перешкоджає відкриванню дверей шафи з запобіжниками ПКТ-10 у разі ввімкненого роз'єднувача і його вмиканню у разі відкритих дверей.

Фундамент під КТП виготовляють із двох (під КТП-160) або чотирьох (під КТП-250) типових залізобетонних приставок ПТ-2,2-4,25 або уніфікованих стояків УСО-3А, які забезпечують висоту фундаменту 1,8 м. При цьому відстань від струмопровідних частин 10 кВ до землі буде не меншою 4,5 м; тому огорожі для КТП не потрібно.

Закриті трансформаторні підстанції (ЗТП) в сільській енергетиці мало поширені, їх споруджують в окремих приміщеннях, здебільшого в районах із забрудненим повітрям. Схемами ЗТП може бути передбачено здійснення автоматичного вводу резерву (АВР) на

резервному вводі з вимикачем. Для живлення кіл АВР в камері цього вводу встановлюють однофазний трансформатор напруги НОМ-10.

Стіни ЗТП споруджують із цегли, фундаменти – із збірних бетонних блоків, покриття – із залізобетонних плит із водоізоляційним килимом із руберойду.

10.4. Дизельні електростанції резервного живлення

З широким впровадженням електроенергії в технологічні процеси сільськогосподарського виробництва підвищилися вимоги до надійності електропостачання. Належну надійність можна забезпечити вибором мережного резервування, але в зв'язку з малою густиною навантаження воно не завжди дає бажаний техніко-економічний ефект. Капіталовкладення при цьому великі, і річні витрати на мережне резервування часто перевищують економічний ефект від зменшення перерв в електропостачанні.

Підвищення надійності електропостачання можна досягти застосуванням резервних електростанцій, найбільш поширеними з яких є дизельні електростанції. Вони мають високий к.к.д. (32–33%), але потребують палива (дизельного, бензину). Частіше всього резервні електростанції встановлюють безпосередньо біля споживачів I та II категорій.

Найбільш просто і дешево місцеве енергетичне резервування здійснюється використанням порівняно недорогих комплектних пересувних дизельних, а іноді бензинових електростанцій і електроагрегатів загального застосування.

Пересувною електростанцією називається комплектна електроустановка, яка змонтована на транспортних засобах і захищена від атмосферних дій. Вона складається з агрегату, комплекту кабельної мережі, комплекту запасних частин, інструменту й допоміжних елементів. Такі електростанції можна переміщувати на будь-які відстані без порушення готовності до роботи. Електроагрегати змонтовані на рамі (полосках), встановлюють безпосередньо на ґрунт (за потужностей до 12 кВт) або на підготовлений фундамент.

Як резервні джерела електроенергії можуть використовуватися також стаціонарні дизельно-електричні агрегати. За потужності до 200 кВт вони поставляються комплектними. На відміну від пересувних, вони не пристосовані для перевезення на значні відстані в стані готовності до роботи.

Наша промисловість випускає також пересувні електростанції й електроагрегати з карбюраторними двигунами потужністю 0,5–16 кВт. Порівняно з дизельно-електричними вони мають менші розміри і масу, зручні в експлуатації в польових умовах влітку і взимку. Недоліком бензоелектричних агрегатів є порівняно малий строк служби і підвищені витрати палива. Промисловістю випускаються такі електростанції потужністю 2, 4, 8, 10,5, 12, 16 кВт.

У разі потужності 12–16 кВт і більше переваги електростанцій і електроагрегатів з дизельними двигунами стають більш помітними: тому потужні електростанції і електроагрегати випускають, як правило, з дизельними двигунами.

Пересувні електростанції з дизельними двигунами виготовляють на потужність 4, 8, 12, 30, 50, 60, 75, 100, 200 кВт напругою 230 і 400 В.

На рис. 10.7 наведено принципову електричну схему пересувної електростанції типу ЕСДА-30 першого ступеня автоматизації, яка використовується для живлення силового й освітлювального навантажень. До силової частини належать обмотки генератора *G*; збуджувач *GE* з резонансним статичним пристроєм збудження, яке здійснюється через трансформатор статизму *TVA* від коректора напруги *AVP* на напівпровідникових елементах; блок паралельної роботи *SS* з трансформатором струму *TA1*; трансформатори струму *TA2* для вимірювальних кіл і виводи відхідних ліній з автоматичними вимикачами; генератор *SFI*, навантаження *SF2* і резервна мережа *SF3*.

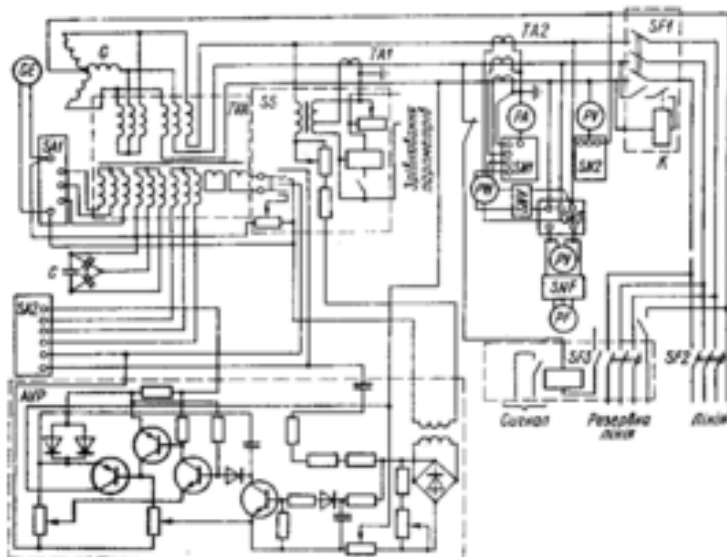


Рис. 10.7. Принципова електрична схема пересувної дизельної електростанції типу ЕСДА-30

Автоматична система регулювання напруги забезпечується з точністю $\pm 1\%$ за зміни навантаження від 0 до 100%.

Для контролю за роботою генератора передбачено амперметр *РА*, вольтметр *РВ*, кіловатметр *РВ* і частотомір *РЧ* з перемикачами *SN1* і *SN3*. Постійний контроль ізоляції здійснюється приладом *SN2*, а контроль потужності і частоти – пристроями *SNV* і *SNF*. За зниження тиску масла в системі мащення, підвищення температури води в системі охолодження або розгону двигуна спрацьовують відповідні реле, які подають сигнал на реле захисту *К*. У разі спрацювання останнього закривається повітряна заслінка, зупиняється двигун і автоматом *SF1* знімається навантаження генератора.

Промисловість випускає автоматизовані стаціонарні дизельні агрегати АСДА потужністю 5, 12, 20 і 50 кВт для використання їх як основних, резервних і аварійних джерел електропостачання.

Агрегати АСДА розраховані для роботи в автоматичному режимі з повним навантаженням протягом 200 год.

Резервні електростанції мають працювати з автоматичним або напівавтоматичним керуванням. За *першого ступеня автоматизації* забезпечуються автоматична зупинка двигуна і генератора у разі аварій, аварійно-попереджувальна сигналізація, автоматичне регулювання частоти обертання двигуна і збудження генератора, автоматичний заряд стартерних батарей і батарей живлення системи автоматики.

За *другого ступеня автоматизації*, крім цього, забезпечуються автоматичний пуск, автоматичне вмикання на паралельну роботу, автоматичний розподіл активного і реактивного навантажень і автоматичне резервування зовнішнього вводу.

Перший ступінь автоматизації забезпечує автоматичне підтримування номінального режиму роботи без обслуговування і контролю не менше 4 год; другий ступінь – керування дизельно-електричними агрегатами без обслуговування не менше 16 год для агрегатів потужністю до 100 кВт і не менше 24 год за потужності агрегатів понад 100 кВт.

За *третього ступеня автоматизації*, крім операцій другого ступеня, забезпечуються автоматичне поповнення паливних баків, контроль температури зовнішнього середовища й інші допоміжні операції. Третій ступінь автоматизації забезпечує керування дизельно-електричними агрегатами без обслуговочого персоналу не менше 240 год за їх потужності понад 100 кВт і не менше 150 год за потужності до 100 кВт.

Опис дизельної електростанції 30 кВт

Електроустановка призначена для живлення споживачів трифазним змінним струмом напругою 400 В, частотою 50 Гц.

Електроустановка призначена для роботи в наступних умовах:

- 1) висоті над рівнем моря до 1000 м;
- 2) температурі охолоджуючого повітря від мінус 50 0С до плюс 50 0С;
- 3) відносній вологості повітря 80% при 25 0С, та 98% при 35 0С для генераторів тропічного виконання;

4) відсутності в оточуючому середовищі струмопровідного пилу, газів або сумішей, які руйнівню впливають на генератор та його складові частини;

5) запиленості повітря 0,5 г/м³. Загальна тривалість роботи при вказаній запиленості повинна бути не більше 300 годин, при продуванні генератора стиснутим повітрям через кожні 50 годин роботи;

6) нерухомому встановленні в горизонтальному стані. Допускається робота генератора при нахилі до 300 та диференті до 150;

7) сонячній радіації із розрахунковою інтегральною густиною теплового потоку 1125 Вт/м² (0,027 кал/см² с), в тому числі із густиною ультрафіолетової частини спектру (довжина хвилі 280 – 400 мкм) – 68 Вт/см² (0,0016 кал/см² с);

8) повітряного потоку із швидкістю до 50 м/с.

Номінальна потужність електроустановки забезпечується при температурі оточуючого повітря до 40°C при атмосферному тиску до 89,9 кПа (на висоті до 1000 м над рівнем моря).

Електроустановки допускають перевантаження по потужності на 5 % більше від номінальної (по струму при номінальному коефіцієнті потужності) на протязі 1 години при температурі оточуючого повітря до +40°C и висоті до 1000 м над рівнем моря.

Між перевантаженнями повинна бути перерва, необхідна для встановлення нормального теплового режиму.

Електроустановки забезпечують:

- плавну ручну зміну рівня автоматично регульованої напруги при будь-якій симетричній напрузі, від 10 до 100% номінальної потужності в межах від 90 до 105%;

- в ненавантаженому стані, пуск ненавантаженого асинхронного двигуна із кратністю пускового струму до 7 та потужністю не більше 60% потужності електростанції;

При установленому тепловому режимі, номінальному коефіцієнті потужності (при індуктивному навантаженні) та регуляторній характеристиці, яка лежить в межах 3—8%, електроустановки забезпечують:

- 1) відхилення напруги, %, не більше:

при зміні симетричного навантаження від 10 до 100% номінальної потужності - ± 5 ;

при незмінному симетричному навантаженні в межах від 10 до 25% номінальної потужності - ± 2 ;

при незмінному симетричному навантаженні в межах від 25 до 100% - ± 2 ;

2) перехідне відхилення напруги при скиданні – накиданні симетричного навантаження:

100% номінальної потужності не більше $\pm 20\%$;

час відновлення при цьому - не більше 3 с;

50% номінальної потужності - не більше $\pm 10\%$;

час відновлення при цьому - не більше 2 с;

3) установлене відхилення частоти при незмінному симетричному навантаженні, %, не більше:

від 10 до 25% номінальної потужності - $\pm 1,5$;

від 25 до 100% номінальної потужності - ± 1 ;

4) Відхилення частоти при скиданні – накиданні симетричного навантаження 100% номінальної потужності - не більше $\pm 8\%$, при цьому час відновлення складає не більше 5с;

Електроустановки допускають довготривалу роботу при симетричному навантаженні до 25% номінального струму (при умові що ні в одній із трьох фаз, струм не перевищує номінального значення). При цьому коефіцієнт небалансу лінійних напруг не перевищує 10% номінального.

При використанні безщіткових генераторів із електронним пристроєм регулювання напруги - якість напруги та перехідні характеристики значно якісніші.

Будова та робота електростанції

1. Електроагрегат.

Всі складові частини електроагрегата змонтовані на рамі.

Крутячий момент від двигуна до генератора передається за допомогою пружної муфти.

На кронштейні рами перед вентилятором двигуна встановлений водяний радіатор.

На генераторі, або на стіні встановлюється щит керування (на відстані не більше 10 м. від дизель-генератора).

Вихлопні труби, глушник та паливний бак встановлюються згідно проекту монтажу дизель-генератора.

2. Електростанція

Всі складові частини електростанції змонтовані на рамі.

Основні технічні дані електроустановки:

1	Позначення дизельгенератора	АД-30/Т400 1Р
2	Позначення дизеля по ГОСТ 4393-74	ЯАЗ-204 Г
3	Позначення генератора	ОС-72
4	З'єднання дизеля із генератором	Пружна муфта
5	Система пуску дизельгенератора	Ел.стартером
6	Потужність дизельгенератора при температурі оточуючого повітря 40 °С, барометричному тиску 674 мм. рт.ст. на висоті над рівнем моря до 1000 м., відносній вологості 60%, розрідженні на впусківі 600 мм.вод.ст., протитискові на випуску 950 мм. вод.ст. и коефіцієнті потужності 0,8 :	30 кВт
7	Струм	Змінний, трифазний
8	Частота струму	50 Гц
9	Напруга	400 В
10	Сила струму при номінальній потужності та $\cos \phi$	54 А
11	Частота обертання колінчатого валу двигуна: номінальна, яка відповідає номінальній потужності максимальна, на холостому ходу при основному нахилі регуляторної характеристики	1500 об/хв. 1545 об/хв.
12	Основний нахил регуляторної характеристики дизеля від номінальної частоти обертання	3 %
13	Межі зміни нахилу регуляторної характеристики (вручну без зупинки дизельгенератора) від номінальної частоти обертання	2...6 %
14	Питомі втрати палива на номінальній потужності, при нормальних кліматичних умовах, не більше	220 г/к.с год
15	Питомі втрати масла на угар на номінальній потужності, не більше	0,38 г/к.с. год.
16	Тиск масла в головній магістралі при номінальній частоті обертання	4...7 кгс/см ²
17	Температура масла: мінімально допустима рекомендована максимально допустима: -довготривала -короткочасна	+70 °С +80...+90 °С +98 °С +100 °С
18	Температура охолоджуючої рідини: мінімально допустима рекомендована максимально допустима: -довготривала -короткочасна максимально допустима при роботі на низькозамерзаючих рідинах по ГОСТ 159-52: -довготривала -короткочасна	+80 °С +80...+95 °С +105 °С +110 °С +95 °С +105 °С
19	Паливо та змащувочі матеріали	у відповідності із тех... описом.
20	Кут випередження впорску палива	20°± 1 град.
21	Габаритні розміри дизельгенератора без капота, мм: Довжина	2 300

Електроагрегат на рамі кріпиться болтами. Рама встановлюється через резинові стрічки на підготовлений фундамент (шасі, кунг, капот) та кріпиться за допомогою болтів чи шпильок. Конструкція кріплення повинна передбачати знімання електроагрегата.

3. Електрична схема.

3.1. Опис електричної принципової схеми.

Електрична принципова схема складається із наступних основних ланцюгів:

- головного силового та регулювання напруги;
- пристрою контролю за роботою двигуна та генератора;

Головний ланцюг та ланцюг регулювання напруги включає в себе синхронний генератор, блок регулювання напруги, автоматичний вимикач.

Ланцюг контрольно-вимірювальних приладів та сигналізації складається із мікропроцесорних блоків DKG, звукового сигналу та вказівників – тиску оливи, температури охолоджуючої рідини. Електрообладнання двигунів виконане по однопровідній схемі постійного струму напругою 24 В.

Пуск двигуна здійснюється електричним стартером.

4. ДВИГУН ЯАЗ-204

4.1 Загальні відомості про двигуни ЯАЗ-204

Двигун ЯАЗ–204, це двотактний двигун із запаленням від стискання. Повний робочий цикл здійснюється за одне обертання колінчатого вала.

Повітря необхідне для згорання палива в циліндрах двигуна, подається спеціальним повітряним нагнітачем(турбіною). Із турбіни повітря під тиском до 0,5 кг/см² поступає в повітряну камеру блоку циліндрів, оточуючу циліндри. При русі поршня до “нижньої мертвої точки” (н.м.т.) він відкриває продув очні вікна, сполучаючи повітряну камеру блоку із циліндром.

При русі поршня вверх від н.м.т. продувочні вікна закриваються поршнем, після чого починається стискання повітря. Тиск в кінці стискання, при підході поршня до “верхньої мертвої точки” (в.м.т.) досягає 50 кг/см², причому повітря нагрівається до температури 600 – 700 0С

При положенні поршня біля в.м.т. (за 140 при максимальній подачі пального при встановленні насос-форсунок АР-21, за 190 при встановленні насос-форсунок АР-21 та за 170 при встановленні насос-форсунок АР-23А) в стиснуте та нагріте повітря вприскується паливо під високим тиском.

Камера згорання двигуна виконана в поршні та має форму, яка забезпечує рівномірне розподілення в повітрі палива, яке вприскується насос-форсункою із багатодирковим розпилювачем.

Рух повітря, який створюється при продуванні, зберігається на протязі ходу стискання та сприяє поліпшенню спалювання пального. Внаслідок високої температури стиснутого повітря паливо, яке вприскується в циліндри, швидко запалюється, тиск в циліндрі швидко зростає до 67 – 100 кг/см² (тиск залежить від обертів колінчатого валу двигуна та типу насос-форсунки).

При русі поршня до н.м.т. в циліндрі проходить розширення газів, яке продовжується до відкривання випускних клапанів (випускні клапани починають відкриватися за 880 до н.м.т.).

Після відкривання випускних клапанів тиск в циліндрі швидко падає внаслідок зникнення продуктів згорання в випускний патрубок.

При наступному русі поршня за 450 до н.м.т. край поршня відкриває продувочні вікна в циліндрі, в цей час повітря поступає із повітряного простору блоку в циліндр та витісняє залишки продуктів згорання. При цьому разом із продуктами згорання в атмосферу виходить частина нагнітаемого повітря. До кінця продування через клапани виходить вже чисте повітря, що сприяє охолодженню клапанів.

Особливістю двигуна є встановлення насосів високого тиску та форсунок, виконаних разом в компактних агрегатах (насос-форсунка), які встановлені в головці блоку циліндрів по осі кожного циліндра.

Розміщення та монтаж

Приміщення в якому встановлюється дизель-генератор, повинно забезпечувати хороше вентилування. Приміщення за своїми розмірами повинно забезпечувати можливість вільного переміщення обслуговуючого персоналу з обслуговування електростанції. В приміщенні повинні бути вікна (проєми) для

вільної циркуляції повітря. Дизель-генератор встановлюється на фундамент, який виключає можливість деформації рами, між фундаментом та рамою прокладається гумова амортизуюча стрічка. Провисання окремих частин рами не допускається. При встановленні дизель-генератора на фундамент забороняється проводити демонтаж двигуна та генератора із рами, а також частинне розбирання та знімання його агрегатів.

У приміщенні дизель-генератор розміщується таким чином, щоб радіатор розмістився перед вікном для притоку повітря. У вікні чи на радіаторі потрібно передбачити розміщення жалюзів, для регулювання температурного режиму двигуна. Паливні баки рекомендується встановлювати вище паливних фільтрів.

У приміщенні категорично забороняється зберігати матеріали, які можуть призвести до корозії: кислоти; луги; хімікати; гумові вироби і т.п.

Безпека праці

При експлуатації електроустановок повинні виконуватись “Правила устройства электроустановок” (ПУЭ), “Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей”, “Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей” (ПТЭ и ПТБ).

При експлуатації електроустановок необхідно виконувати слідуючи правила безпеки:

- до обслуговування електроустановки допускаються особи, які мають кваліфікацію не нижче III групи по вказаним правилам електробезпеки;
- під час роботи електроустановки не допускати до неї сторонніх осіб;
- слідкувати за станом засобів пожежегасіння;
- при заправленні паливом та маслом забороняється користуватися відкритим вогнем та палити. Паливо та масло заливати через спеціальні лійки;
- слідкувати, щоб не було підтікань масла та палива;
- слідкувати, щоб під час роботи електроустановки біля вихлопних труб не знаходились матеріали, які легко загораються;

- забороняється проводити змащування, чищення та ремонт працюючої електроустановки;
- відкривати кришку заливної горловини радіатора тільки в рукавицях.

Обслуговуючий персонал повинен знати правила надання першої медичної допомоги потерпілому при ураженні електричним струмом, отруєнні газом, опіках, та вміти практично надавати першу медичну допомогу.

Заходи електробезпеки.

При живленні стаціонарних електроприймачів від автономних мереж, режим нейтралі джерела живлення та захисні заходи повинні відповідати режиму нейтралі та захисним заходам, прийнятим в мережах стаціонарних електроприймачів.

Для попередження попадання обслуговуючого персоналу під напругу корпус електроустановки повинен бути заземленим.

Увага: Експлуатація незаземленої електроустановки категорично забороняється!

Опір заземлювача повинен бути не більше 25 Ом.

Під час роботи постійно контролювати стан ізоляції мереж 400 В електроустановки. Контроль здійснювати за допомогою омметра М419 (PR). Здійснювати необхідні заходи до відновлення опору ізоляції при зниженні її нижче 50 кОм. Вмикання навантаження допускається тільки після відновлення опору ізоляції.

Виконувати під час обслуговування наступні правила:

- не доторкатись під час роботи електроустановки до затискачів та неізольованих струмоведучих проводів;
- категорично забороняється проводити ремонт під напругою;
- перевіряти перед кожним використанням захисного пристрою його працездатність та відсутність зовнішніх пошкоджень.

Заземлення електроустановки.

Для електроагрегатів необхідно три заземлювачі та чотири кабелі.

Заземлення електроагрегатів та електростанцій необхідно проводити в наступній послідовності:

- встановити заземлювачі та забити їх в ґрунт на $\frac{2}{3}$ довжини безпосередньо біля електроустановки на відстані 2 м один від одного (на відстані, які відповідають довжинам кабелів заземлення) та з'єднати їх кабелями заземлення в замкнутий контур;
- з'єднати кабелем довжиною 10 м контур заземлення із шпилькою заземлення на рамі електроустановки.

В якості природних заземлювачів можна використовувати:

- прокладені в землі трубопроводи, за винятком трубопроводів горючих рідин, горючих та вибухонебезпечних газів і сумішей;

- обсадні труби свердловин;
- металічні та залізобетонні конструкції будівель та будов.

В якості штучних заземлювачів необхідно використовувати сталь.

Штучні заземлювачі не повинні бути пофарбовані.

Мінімальні розміри сталених штучних заземлювачів приведені нижче.

Діаметр круглих заземлювачів:

- не оцинкованих-10 мм²;
- оцинкованих-6 мм².

Переріз прямокутних заземлювачів- 48 мм².

Товщина полочок кутової сталі- 4 мм.

Товщина прямокутних заземлювачів – 4 мм.

Не розміщувати заземлювачі в місцях, де ґрунт підсушується дією тепла трубопроводів і т.п.

Підготовка електростанції до роботи.

- перевірити наявність охолоджувальної рідини та її рівень в радіаторі;
- перевірити кількість палива в паливному бакові, при необхідності поповнити;
- перевірити натяг пасів;

- впевнитись у відсутності підтікань оливи, палива та охолоджуючої рідини із трубопроводів, з'єднань та сальників;
- перевірити кріплення основних частин електроустановки;
- перевірити електричні з'єднання;
- перевірити приєднання акумуляторних батарей;
- приєднати навантаження;
- впевнитись що автоматичний вимикач навантаження знаходиться у вимкненому положенні;
- впевнитись що тумблер „Автоматична сигналізація” знаходиться у вимкненому положенні.

Пуск електростанції.

- ввімкнути вимикач маси.
- встановити максимальні оберти двигуна за допомогою пристрою управління паливною рейкою;
- здійснити пуск двигуна ввімкнувши ключ стартера “Вкл. стартера”;
- впевнитись що тиск оливи в системі змащування двигуна не менше 3 кгс/см² (вказівник тиску оливи);
- прогріти двигун до температури охолоджуючої рідини 40-50 0С, при роботі двигуна на мінімальних обертах, при яких він працює рівномірно;
- впевнитись у відсутності сторонніх стуків, нехарактерних для нормальної роботи двигуна;
- встановити максимальні оберти двигуна;
- перевірити покази приборів контролю електричних параметрів генератора:
 - вольтметр - 380-400 В;
 - частотомір - 51-53 Гц.
- встановити ключ на електронному блоку DKG-112 в положення „RUN” (лампочки аварійної сигналізації не повинні горіти, якщо горить хочаб одна лампочка то необхідно зупинити двигун та усунути причину аварії. (Щоб зняти аварійний сигнал необхідно встановити ключ на електронному блоці DKG-112 в

положення „OFF” на 10 – 15 секунд, а потім знову в положення „RUN”);

- встановити тумблер „Автоматична сигналізація” у ввімкнене положення;
- ввімкнути автоматичний вимикач навантаження.

Робота електростанції.

Під час роботи електростанції необхідно:

- стежити за показами контрольно-вимірювальних приладів:
 - температура охолоджуючої рідини..... 75 – 90 0С;
 - тиск оливи..... min 3 кгс/см²;
 - вольтметр..... 380 - 410 В;
 - частотомір..... 50 – 52 Гц;
 - амперметр, тах..... 54 А;
- не допускати довготривалу роботу електростанції без навантаження (навантаження повинно бути не менше 70 % номінального);
- при виявленні підтікань або ненормальної роботи електростанції зупинити двигун та виявити причину несправності.

Зупинка електростанції.

- вимкнути автоматичний вимикач навантаження;
- встановити тумблер „Автоматична сигналізація” у вимкнене положення;
- встановити ключ на електронному блокові DKG-112 в положення „OFF”;
- зупинити електростанцію встановивши механізм управління паливною рейкою в положення мінімальної подачі палива;
- вимкнути вимикач маси;
- провести огляд та обслуговування електростанції.



Рис. 10.8. Загальний вигляд електростанції ЕСД-30



Рис. 10.9. Загальний вигляд пересувної електростанції ЕСД-30

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які використовують схеми електропостачання сіль-ськогосподарських районів?
2. З яких основних частин складається підстанція?
3. Що називається розподільним пристроєм?
4. Які вимоги ставляться до розподільних пристроїв?
5. Яка різниця між районними і споживчими трансформаторними підстанціями?
6. Що називається комплектним розподільним пристроєм? Які є типи цих пристроїв?
7. Що називається комплектною трансформаторною підстанцією?
8. Які основні типи дизельних електроустановок використовують у сільському господарстві?
9. Які є ступені автоматизації дизельних електроустановок?
10. Скільки годин дизельні електростанції мають працювати в автоматичному режимі, без обслуговування?

РОЗДІЛ 11
РОЗРАХУНОК СТРУМІВ
КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ
І СТРУМІВ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

11.1. Режим нейтралі електроустановок і види замикань

Нейтраль обмотки трансформатора, приєднану до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір, називають *глухозаземленою*, а мережі, що приєднуються до такої обмотки, – *мережами із глухозаземленою нейтраллю*.

Нейтраль, яка до заземлювального пристрою не приєднана або приєднана через трансформатор напруги й індуктивний опір, настроєний на ємність мережі, називається *ізолюваною нейтраллю*. Електричні мережі, що працюють у цьому режимі, називають *мережами з ізолюваною нейтраллю*, а за наявності компенсувальних пристроїв – *мережами із скомпенсованою нейтраллю* [67,68].

З глухозаземленою нейтраллю працюють мережі низької напруги 380/220 В, 220/127 В і мережі напругою понад 110 кВ. Розподільні мережі високої напруги (6, 10, 20 кВ), а також лінії напругою 35 кВ працюють з ізолюваною нейтраллю.

У мережах низької напруги (до 1000 В) нейтраль заземлюють в основному з міркувань безпеки, а в мережах високої напруги – для забезпечення мінімальної вартості ізоляції. За однофазних замикань напруга на непошкоджених фазах дорівнює приблизно 0,8 міжфазної напруги в нормальному режимі роботи. Це є основною перевагою такого способу заземлення.

У чотирипровідній електричній мережі напругою 380/220 В (або 220/127 В) з глухозаземленою нейтраллю (рис. 11.1) напруга між будь-яким елементом мережі й землею не перевищує фазної напруги. Металеві частини електроустановок, які в нормальному режимі не перебувають під напругою (корпус устаткування, металеві каркаси, приводи до апаратів) і розміщені в приміщеннях із підвищеною небезпекою (із залізобетонними й цегляними підлогами, високою вологістю тощо) чи на відкритому повітрі, мають бути з'єднані з заземленою нейтраллю через нульовий провід.

Замикання фази на корпус устаткування в цьому режимі нейтралі супроводжується коротким замиканням з достатньо великим струмом, внаслідок якого запобіжник пошкодженої фази

струму перегорить і мережа працюватиме в неповнофазному режимі. Напруга непошкоджених фаз не перевищуватиме фазної.

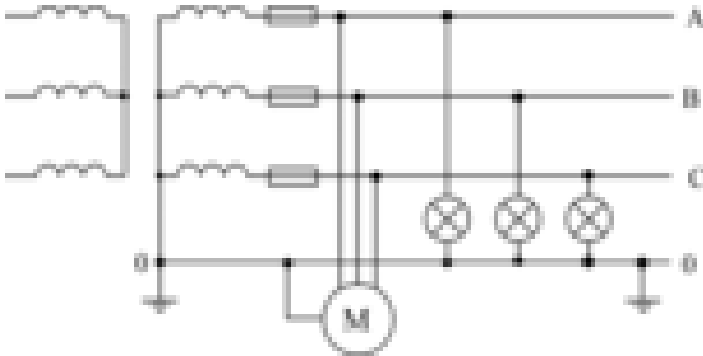


Рис. 11.1. Чотирипровідна електрична мережа напругою 380/220 В або 220/127 В

У мережах з ізольованою нейтраллю замикання однієї фази на землю не спричинить короткого замикання і вимикання пошкодженої фази. Мережа продовжуватиме працювати в повнофазному режимі але напруга непошкоджених фаз відносно землі збільшиться до лінійної. Якщо корпус не з'єднаний із заземленою нейтраллю, то у разі замикання фази на корпус також не виникне короткого замикання, але ізоляція устаткування перебуватиме під підвищеною (лінійною) напругою.

У високовольтних мережах із заземленою нейтраллю у разі замикання на землю виникає дуже великий струм, який слід негайно вимкнути.

У мережах з ізольованою, а також із скомпенсованою нейтраллю за частих замикань однієї фази на землю не виникає потреби в негайному вимиканні пошкодженої ділянки. Така мережа може працювати із заземленою фазою протягом кількох годин до вимикання споживача або переведення його на резервне живлення.

Тому в нашій країні всі високовольтні мережі напругою до 35 кВ включно, як правило, працюють з ізольованою нейтраллю.

У разі неметалевого замикання на землю в цих мережах у місці замикання виникає переміжна дуга, яка періодично гасне і загоряється знову. Між ємністю й індуктивністю мережі при цьому виникають вільні електричні коливання високої частоти, які призводять до перенапруги в мережі. Дослідження показали, що в мережах напругою 6–35 кВ максимальні значення цих перенапруг не перевищують $2,2 \cdot U_\phi$ на пошкоджених і $3,2 \cdot U_\phi$ на непошкоджених фазах. Ці дугові перенапруги у разі короткочасної дії не шкідливі, але за тривалої дії можуть призвести до іонізації і теплового пробоя ізоляції кабельних ліній.

Стійке горіння переміжної дуги можливе за умови, коли ємнісний струм перевищує в межах 6 кВ – 30 А, 10 кВ – 20 А, 20 кВ – 15 А, і 35 кВ – 10 А. У мережах напругою 3–20 кВ на залізобетонних і металевих опорах допускається ємнісний струм не більше 10 А. Здебільшого ємнісний струм розподільник мереж не перевищує зазначених значень. У дуже розгалужених мережах, коли ємнісний струм більший від допустимого, його компенсують за допомогою дугогасильних котушок.

Електричні мережі напругою 110 кВ і більше, де дугові перенапруги особливо небезпечні для ізоляції, виконують із глухозаземленою нейтраллю, що значно зменшує можливість виникнення перенапруг.

11.2. Розрахунок струмів замикання на землю в мережах із незаземленою нейтраллю

В електричній мережі з ізольованою нейтраллю (рис. 11.2а) кожна фаза відносно землі має певну ємність, яка рівномірно розподіляється по всій довжині лінії. Для спрощення аналізу вважатимемо, що ємність фази лінії сконцентрована посередині або на кінцях лінії. Перед замиканням на землю напруги і струми в усіх фазах однакові за значенням і зсунуті один відносно одного на кут 120° . Система струмів і напруг окремих фаз симетрична, їх сума дорівнює нулю. За відсутності навантаження по лінії проходять лише

ємнісні струми I_{CA} , I_{CB} , I_{CC} , які випереджають відповідно фазні напруги U_A , U_B , U_C на 90° .

У разі замикання однієї фази на землю всі фази змінюють свій потенціал відносно землі, змінюються і ємнісні струми. Так, у разі замикання фази C (рис. 11.2б) потенціал відносно землі пошкодженої фази дорівнює нулю, а двох інших (A , B) збільшується в $\sqrt{3}$ рази (до лінійного). Кут зсуву між фазами також змінюється і зменшується між непошкодженими фазами до 60° . Поверхня землі в точці замикання матиме потенціал фази, яка замкнута на землю. Лінійні напруги на замиканні однієї фази на землю зберігають своє номінальне значення і робота споживачів електроенергії не порушується.

Оскільки фазні напруги непошкоджених фаз A і B у разі замикання на землю фази C збільшуються в $\sqrt{3}$ рази, ємнісні струми цих фаз I'_{CA} і I'_{CB} також збільшуються в $\sqrt{3}$ рази. Ємнісний струм пошкодженої фази дорівнює нулю, бо ємність цієї фази зашунтована замиканням на землю. Струм пошкодженої фази I_C дорівнюватиме струму I_3 , який проходить через точку замикання фази C на землю. За правилом Кірхгофа можна записати (рис. 11.2в):

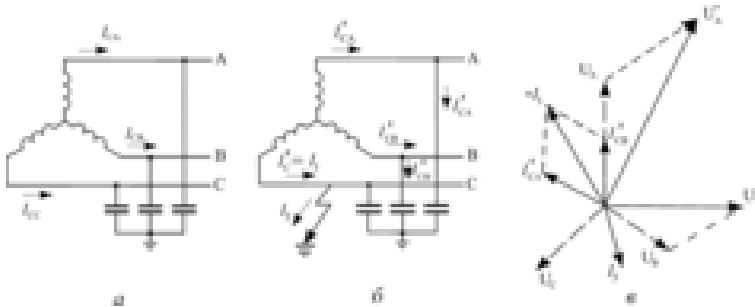


Рис. 11.2. Замикання на землю в мережі з ізолюваною нейтраллю

$$I_3 = -(I'_{CA} + I'_{CB}). \quad (11.1)$$

Струми I'_{CA} і I'_{CB} створюються зсунутими між собою на 60° напругами U'_{A1} і U'_{B1} , тому кут зсуву між цими струмами також дорівнює 60° .

Отже, у разі замикання однієї фази на землю струм замикання на землю I_3 в $\sqrt{3}$ рази більший від ємнісних струмів неушкоджених фаз, які, в свою чергу, в $\sqrt{3}$ рази більші, ніж ємнісні струми фаз нормального режиму, тому:

$$I_3 = 3I_{C_{ном}} . \quad (11.2)$$

У системі з ізольованою нейтраллю струм замикання на землю в 3 рази більший, ніж фазний ємнісний струм нормального режиму:

$$I_3 = 3U_\phi j\omega C . \quad (11.3)$$

де U_ϕ – номінальна фазна напруга мережі;

ω – кутова частота живильної е. р. с.;

C – ємність фази, що залежить від конструкції і довжини лінії.

У практичних розрахунках для визначення струму замикання на землю користуються формулою:

$$I_3 \cong \frac{Ul}{\mu} . \quad (11.4)$$

де U – лінійна напруга, кВ;

l – довжина електромережі такої напруги, км;

μ – коефіцієнт, який для повітряних ліній становить 350, а для кабельних – береться у межах 8–12.

Ємнісний струм розраховують для визначення умов виникнення стійкої переміжної дуги, можливості вимикання роз'єднувачем холостого ходу лінії та ін.

У разі однофазних замикань на землю в мережах із незаземленою нейтраллю трикутник лінійних напруг не спотворюється; тому споживачі, ввімкнені на міжфазну напругу, продовжують працювати нормально.

Внаслідок того що у разі замикання на землю напруга непошкоджених фаз відносно землі збільшується в $\sqrt{3}$ рази порівняно з нормальним режимом, ізоляція в мережах з незаземленою нейтраллю розраховується на міжфазну напругу. Це обмежує область застосування цього режиму роботи нейтралі мережами з напругою до 35 кВ, де вартість ізоляції електроустановок не є визначальною, а деяке збільшення її компенсується підвищеною безперебійністю живлення споживачів у разі однофазних замикань на землю, які становлять у середньому до 65% всіх порушень ізоляції.

11.3. Причини виникнення і види коротких замикань

Коротким замиканням називається всяке непередбачене нормальним режимом з'єднання струмопровідних частин різних фаз між собою, з нульовим проводом або із землею, яке супроводжується значним збільшенням струму в місці з'єднання. Ці замикання можуть бути як безпосередніми, так і через перехідний опір.

В електричних системах з ізольованими нейтралями, а також у системах із з'єднанням нейтралі з землею через компенсувальні пристрої у разі замикання однієї фази на землю короткого замикання не виникає. Таке замикання, що не супроводиться значним збільшенням струму, називається *замикання на землю*.

Більшість коротких замикань виникає внаслідок порушення ізольованості струмопровідних частин, причиною якого можуть стати старіння (природний знос) або механічне пошкодження ізоляції, комутаційна або атмосферна перенапруга, перекриття голих струмопровідних частин птахами, тваринами або мокрими гілками дерев.

У разі виникнення короткого замикання загальний опір у системі зменшується (ступінь зменшення залежить від віддаленості точки короткого замикання), що призводить до збільшення струму порівняно з нормальним режимом. Крім цього, коротке замикання зумовлює значне зниження напруги в окремих точках системи, особливо близьких до місця короткого замикання.

Здебільшого у місцях короткого замикання виникає перехідний опір (опір електричної дуги та інших елементів кола). Якщо перехідний опір малий і практично ним можна знехтувати, то коротке замикання називають *металевим*. За однакових інших умов струм металевого короткого замикання більший, ніж у разі перехідного опору. У практичних розрахунках розглядають лише металеві короткі замикання.

Коротке замикання залежно від кількості (раз, які його утворюють, може бути одно-, дво-, трифазним і двофазним на землю (в системі з заземленою нейтраллю). Крім коротких замикань в одній точці, бувають замикання через землю в різних точках.

Трифазне коротке замикання називають *симетричним*, оскільки всі фази перебувають в однакових умовах. Усі інші види коротких замикань називають *несиметричними*.

За трифазного короткого замикання (рис. 11.3а) всі три фази замкнуті між собою, їх струми і напруги однакові за абсолютним значенням і зсунуті один відносно одного на кут 120° (рис. 11.3б).

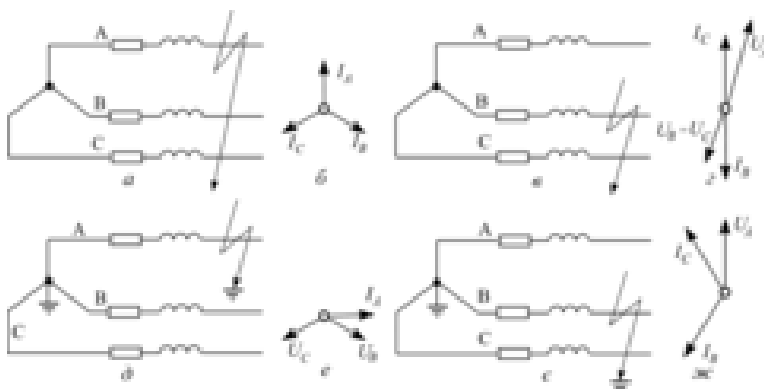


Рис. 11.3. Схема коротких замикань (а, в, д, є) і діаграми струмів та напруги (б, г, е, ж) у трифазній мережі

Від нормального режиму таке замикання відрізняється значним збільшенням струму і зменшенням напруги. У точці

короткого замикання напруга практично дорівнює нулю, а у разі віддалення від неї в напрямку джерела збільшується, але також залишається однакою для різних фаз. Трифазне коротке замикання через перехідні опори буде симетричним лише за однакових опор у всіх фазах.

У разі несиметричних коротких замикань різні фази перебувають у різних умовах, системи струмів і напруг у них спотворюються.

На рис. 11.3в показано двофазне коротке замикання. Між пошкодженими фазами у разі металевого замикання напруга в точці короткого замикання дорівнює нулю. Оскільки при цьому сума напруг усіх трьох фаз дорівнює нулю, напруга непошкодженої фази в два рази більша від рівних між собою напруг пошкоджених фаз (рис. 11.3г).

За однофазного короткого замикання на землю (рис. 11.3д) напруга пошкодженої фази в точці замикання дорівнює нулю, а двох інших непошкоджених фаз – близька до нормальної. Струм короткого замикання проходить лише в пошкодженій фазі (рис. 11.3е).

За двофазного замикання на землю в системі з глухозаземленою нейтраллю (рис. 11.3є) напруга пошкоджених фаз у точці замикання без перехідного опору дорівнює нулю, а в непошкодженій фазі майже не змінюється. Сума фазних напруг не дорівнює нулю. Струми в пошкоджених фазах однакові за значенням і зсунуті між собою на деякий кут (рис. 11.3ж).

Імовірність виникнення коротких замикань для різних систем різна. За даними статистики в системах із незаземленою нейтраллю із загальної кількості коротких замикань понад 90% становлять двофазні і менше 10% – трифазні. У системах із заземленою нейтраллю зазвичай трапляється 65% однофазних коротких замикань, 20% – двофазних на землю, 10% – двофазних без замикання на землю і 5% – трифазних.

11.4. Наслідки коротких замикань

Коротке замикання може призвести до часткового або повного порушення електропостачання споживачів. Наслідки його залежать від місця і тривалості замикання і можуть мати місцевий або загальний характер.

Розглянемо схему електропостачання споживачів, для якої складено діаграми напруг за нормального й аварійних режимів (рис. 11.4). У нормальному режимі напруга на затискачах генератора дорівнює U_G , а на підстанції ТП2 – $U_{ТП2}$ (діаграма 1). За короткого замикання в точці К1 напруга в цій точці знизиться до нуля і значно зменшиться в інших точках мережі (діаграма 2), оскільки збільшення струмів у разі короткого замикання значно збільшує втрату напруги в різних елементах мережі. Зниження напруги в мережі зберігатиметься доти, поки пошкоджена ділянка не вимкнеться. У разі короткого замикання в точці К2 опір від джерела до місця замикання зменшується, що призводить до ще значнішого збільшення струму і втрат напруги, а отже, і до зниження напруги в мережі (діаграма 2).

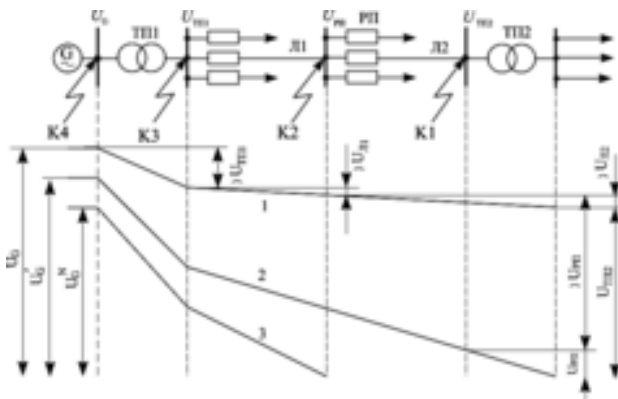


Рис. 11.4. Зміна напруги в різних точках електромережі в нормальному режимі і у разі коротких замикань

Таким чином, з наближенням точки замикання до джерела живлення збільшується кількість споживачів, позбавлених електроенергії, і погіршується якість електропостачання споживачів від непошкоджених ланок мережі.

Струми короткого замикання спричиняють додаткове нагрівання струмопровідних елементів і можуть викликати пошкодження провідників ізоляції. Великі струми короткого замикання можуть призвести до механічного руйнування електроустаткування внаслідок електродинамічних зусиль, що виникають між цими елементами. Раптове глибоке зниження напруги у разі коротких замикань позначається і на роботі споживачів. Електродвигуни за зниження напруги протягом кількох секунд більш як на 30–40% зупиняються, а це призводить до браку у виробництві. У разі замикань в основних магістральних лініях може порушитися стійкість усієї енергосистеми.

У разі несиметричних коротких замикань спотворюються діаграми напруг у різних точках електромережі. За двофазного короткого замикання в точці K (рис. 11.5) опір у цій точці між замкнутими фазами дорівнює нулю і міжфазна напруга U_{BC} також дорівнює нулю. З віддаленням від точки замикання опір між пошкодженими фазами збільшуватиметься. До того ж збільшуватиметься і міжфазна напруга U_{BC} завдяки чому викривлення діаграми напруг зменшуватиметься.

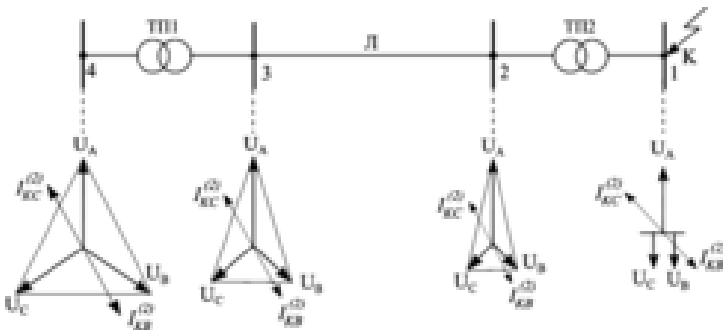


Рис.11.5. Зміна напруги за двофазного короткого замикання в точці K

У разі віддалення точки замикання від джерела спотворення діаграми напруг джерела також весь час зменшуватиметься. Зменшуватиметься і струм короткого замикання. За значного віддалення (великого опору мережі) він майже не відрізнятиметься від номінального струму джерела, а міжфазні напруги будуть симетричні і дорівнюватимуть номінальним. Таке коротке замикання сприймається генератором як незначне збільшення навантаження.

11.5. Характеристика процесу короткого замикання

У системі з кількома джерелами у разі коротких замикань відбуваються складні зміни струмів різних генераторів. Характер цих змін залежить від взаємного розміщення генераторів відносно точки замикання (тобто від опору кола, яким проходять струми). Порізнному впливають різні джерела і на загальний струм короткого замикання.

За короткого замикання в системі з живленням лише від одного генератора характер зміни струму в будь-якій точці схеми, що обтікається струмом раптового короткого замикання, такий самий, як і в самому генераторі. За раптового замикання (отже, різкого зменшення опору) струм раптово змінитися не може внаслідок інерції магнітного потоку в колі. Тому раптова зміна опору кола супроводиться перехідним процесом, в обмотках генераторів виникають вільні струми, які створюють вільні магнітні потоки. Магнітний зв'язок між обмотками статора і ротора за зміни струму в одній обмотці зумовлює зміну струму і в іншій обмотці. На початку короткого замикання вільні магнітні потоки майже повністю компенсують магнітний потік реакції статора. У колі короткого замикання відбувається стрибок струму. Струм, який до того ж досягає свого максимуму, називається *ударним струмом* і позначається i_y . Він може в 15 разів перевищувати номінальний струм.

Реактивний опір генератора значно більший, ніж активний, тому вважають, що струм зсунутий відносно напруги на кут 90° . Максимальне значення струму i_y буде тоді, коли коротке замикання

відбувається під час проходження миттєвого значення напруги через нуль. Кола обмоток статора і ротора мають активний опір; тому згодом вільні струми (і вільні потоки) затухають, поступово виявляється реакція статора, а струм короткого замикання досягає усталеного значення. Швидкість затухання струму короткого замикання залежить від параметрів генератора й інших елементів кола короткого замикання. Усталений режим настає практично через 3–5 с після виникнення короткого замикання. Автоматичний регулятор напруги (АРН) призначений для підтримування напруги генератора на заданому рівні за допомогою регулювання струму збудження генератора. Магнітній системі генератора і регулятора властива інерційність, тому дія регулятора виявляється практично через 0,2–0,3 с після зниження напруги. Швидкість зростання струму збудження і його максимальне значення залежать від параметрів збуджувача, типу АРН і віддаленості короткого замикання.

Отже, за наявності АРН зміна струму короткого замикання характеризується затуханням вільних струмів і зростанням струму збудження. За значної віддалі до точки короткого замикання струм у перехідному процесі зменшується, а потім, досягнувши деякого найменшого значення, може знову збільшуватись, прагнучи до усталеного значення. Тому за наявності АРН крива зміни струму у разі короткого замикання може мати провал.

Якщо відстань до точки короткого замикання незначна, то струм спочатку збільшується до максимального i_y , а потім поступово зменшується і переходить в усталений. Як видно з осцилограм, наведених на рис. 11.6, у перехідному процесі струм короткого замикання несиметричний відносно осі часу. Його розглядають як суму симетричного змінного струму, що називається *періодичною складовою*, і струму короткого замикання, що поступово зникає, – *аперіодичної складової*. Періодична складова струму може бути згасаючою або незгасаючою.

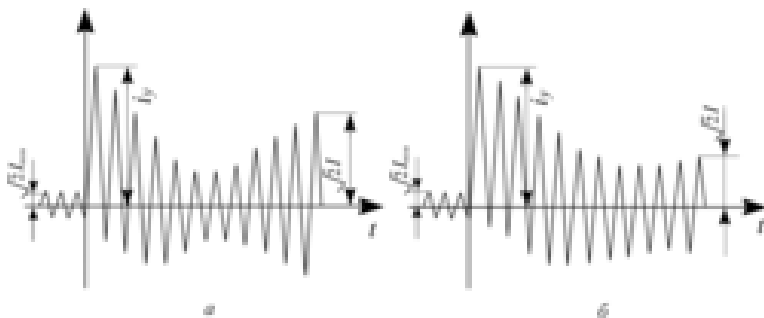


Рис. 11.6. Осцилограми струмів у разі короткого замикання:
а – за наявності АРН; *б* – без АРН

Якщо генератор працює без АРН, струм короткого замикання змінюється так само, як і за короткого замикання в невіддалених точках, що живляться від генераторів з АРН. Проте значення усталеного струму в цьому випадку менше, ніж під час дії АРН, бо струм збудження генератора не змінюється.

Усталений струм генератора у разі короткого замикання залежить від типу генератора, виду короткого замикання і віддаленості його від джерела. Для генераторів з АРН він може в 3–10, а без АРН – у 1,5–5 разів перевищувати номінальний струм генератора. Із збільшенням віддаленості точки замикання від джерела коротке замикання менше позначається на режимі генератора. На ділянці електромережі, де виникає коротке замикання, струм значно більший від номінального струму цієї ділянки, але в генераторі ця зміна буде незначною, оскільки від нього живиться не тільки пошкоджена ділянка, і точка короткого замикання живиться не лише від цього генератора.

Коротке замикання, за якого внаслідок значного опору між генератором і точкою короткого замикання струм у генераторі мало відрізняється від номінального, називається *віддаленим коротким замиканням*. У разі такого замикання перехідні процеси в магнітній системі генератора виявлені слабо, а напруга на його затискачах практично залишається сталою протягом усього періоду короткого замикання. Діюче значення періодичної складової струму короткого замикання при цьому практично не змінюється і

усталений струм досягає свого значення в початковий період короткого замикання.

Якщо потужність джерела живлення велика щодо сумарної потужності споживачів (наприклад, система необмеженої потужності), то його е.р.с. буде незмінною і процес проходження струму короткого замикання буде аналогічним до процесу протікання струму у разі віддаленого короткого замикання. Діюче значення періодичної складової струму короткого замикання залишатиметься незмінним протягом усього періоду короткого замикання.

11.6. Методи розрахунків струмів короткого замикання

Щоб досягти високої надійності електропостачання, під час проектування і в процесі експлуатації електроустановок виконують розрахунки, які за мінімальних затрат забезпечують оптимальні параметри як у нормальному, так і в аварійному режимі. Серед них важливу роль відіграють розрахунки процесу короткого замикання.

Ось неповний перелік процесів, для яких потрібні розрахунки струму короткого замикання:

- а) вибір схеми електричних з'єднань;
- б) вибір проводів, кабелів, шин і апаратури;
- в) визначення впливу лінії електропередачі на лінії зв'язку;
- г) аналіз роботи споживачів в аварійних режимах;
- д) проектування і налагодження релейного захисту;
- е) перевірка стійкості енергосистеми;
- ж) вибір характеристик розрядників тощо.

Визначаючи струми короткого замикання здебільшого не обмежуються розрахунками лише пошкоджених ділянок. Для вибору уставок реле захисту і їх узгодження треба знати параметри різних точок електричної мережі у разі короткого замикання в заданій точці.

Сучасні схеми електропостачання дуже розгалужені і мають кілька джерел живлення. Точний розрахунок процесу короткого замикання для них складний і трудомісткий, тому частіше користуються спрощеними методами розрахунку, які, проте,

забезпечують достатню для вирішення практичних задач точність результатів.

Основними припущеннями, спільними для більшості практичних методів розрахунку процесу короткого замикання, є:

а) симетричність трифазної системи (крім випадків, коли коротке замикання стало причиною порушення симетрії);

б) номінальна потужність споживачів у момент перед коротким замиканням, що забезпечується певним струмом збудження генератора;

в) припущення, що зсуву між роторами генераторів немає;

г) нехтування ємністю всіх елементів і намагнічувальними струмами трансформаторів;

д) відсутність насичення магнітних систем, що дає можливість використати принцип накладання.

Крім того, не враховують активні опори генераторів, а активні опори трансформаторів ураховують лише за їх потужності до 400 кВ·А. У потужних енергосистемах нехтують також активним опором ліній. Проте слід ураховувати як реактивні, так і активні опори повітряних електромереж (у лініях з малими перерізами проводів). У кабельних лініях активним опором нехтують. Активний опір слід ураховувати тоді, коли за значенням він більший від однієї третини реактивного опору.

Під час обчислення струмів короткого замикання перш за все, залежно від вимог практичної задачі, вибирають розрахункові умови – розрахункову схему, вид і місцезнаходження точки короткого замикання, момент часу короткого замикання та ін. Розрахункову схему беруть в однолінійному зображенні (рис. 11.7) з нанесенням генераторів, що живлять коротке замикання, інших елементів мережі (трансформаторів, реакторів, кабелів, повітряних ліній), зв'язку їх між собою і з точкою короткого замикання.

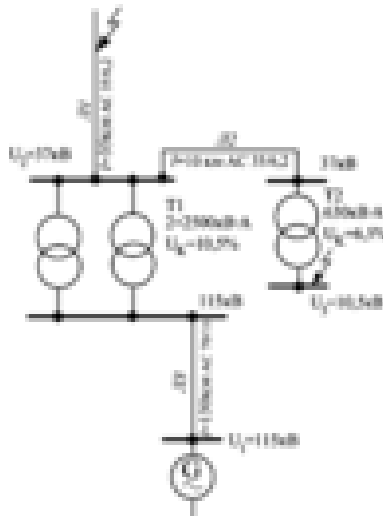


Рис. 11.7. Однолінійна розрахункова схема

Синхронні компенсатори, великі синхронні електро-двигуни (потужністю понад 1000 кВ·А) враховують як дже-рела живлення. Малопотужні комунальні й сільськогоспо-дарські електростанції вводять у розрахункову схему лише за умови, що вони розміщені порівняно близько до точки короткого замикання, тобто в тих випадках, коли вони істотно впливають на процес короткого замикання.

Якщо в розрахункову схему входять дуже потужні джерелаживлення, то без істотної похибки їх можна замінити джерелами необмеженої потужності. Це спрощує розрахунок, оскільки вважають, що напруга в точках приєднання цих джерел не змінюється протягом усього періоду короткого замикання. Таке припущення можливе і за менш потужних джерел, що живлять віддалені точки короткого замикання.

На розрахунковій схемі позначають індуктивний опір генератора для початкового моменту короткого замикання x' , його номінальну потужність і напругу, довжину лінії, марку і переріз проводу або кабелю, напругу короткого замикання U_K в процентах і

потужність силових трансформаторів, індуктивний опір реакторів у процентах і їх напругу. Для силових трансформаторів вибирають основний вивід і користуються шкалою середніх номінальних напруг: 787; 525; 345; 230; 162; 115; 37; 21; 15,75; 10,5; 6,3; 3,15 кВ; 690; 400; 230; 133; 38 В. Напругу позначають на збірних шинах розрахункової схеми. Напруги всіх елементів, крім реакторів, беруть такими, що дорівнюють середній номінальній напрузі ступеня. На розрахункову схему наносять також точки короткого замикання, їх вибирають так, щоб через устаткування, стійкість якого перевіряється, проходив найбільший струм.

Користуючись розрахунковою схемою, складають схему заміщення (рис. 11.8). На цій схемі для всіх елементів позначають опори (еквівалентні), а для джерел живлення, крім цього, – е.р.с. Усі магнітні зв'язані кола за схемою заміщення замінюють колами, зв'язаними електрично, тому всі опори і е.р.с. зводять до одного ступеня напруги (здебільшого ступеня, на якому розміщена точка короткого замикання). У разі відомих опор і е.р.с. для такої схеми можна визначити струми, потужності і напруги в окремих її точках. Користуючись правилами Кірхгофа і законом Ома, ці задачі можна розв'язувати в загальному вигляді.

Для зручності розрахунку всі опори і е.р.с. на еквівалентній схемі позначають порядковими номерами і наносять їх значення, причому в чисельнику записують порядковий номер, а значення опору – в знаменнику. У схему заміщення не вводять елементи розрахункової схеми, якими не проходить струм короткого замикання. Так, вибираючи точку короткого замикання $K1$ (рис. 11.7), у схему заміщення не вводять трансформатор $T2$ і лінію $L2$, у разі короткого замикання в точці $K2$ ці елементи треба враховувати, а лінію $L1$ – ні.

На практиці, користуючись методом перетворювання, схему спрощують до одного еквівалентного елемента, з одного боку якого – е.р.с., а з другого – точка короткого замикання. У разі поступового перетворювання кожний новий елемент позначають черговим номером. Опір кінцевого еквівалентного елемента схеми заміщення називають *результуючим опором*, і позначають $Z_{рез}$, а е.р.с. – *результуючою е.р.с.* $E_{рез}$ схеми відносно точки короткого замикання. Користуючись законом Ома, за кінцевим еквівалентним

елементом можна визначити струм короткого замикання, а потім поступовим перетворенням відшукати струми окремих ділянок.

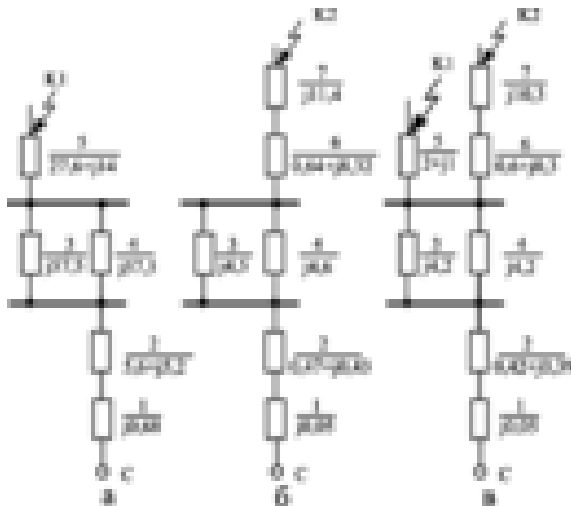


Рис. 11.8. Схема заміщення до рис. 11.7:

а, б – для опорів в омах; в – для опорів у відносних одиницях

За еквівалентною схемою струм короткого замикання:

$$I = \frac{E_{рез}}{\sqrt{3}Z_{рез}}, \quad (11.5)$$

де $E_{рез}$ і $Z_{рез}$ – еквівалентні значення е.р.с. і опорів.

Струми короткого замикання можна розраховувати як у іменованих одиницях, так і у відносних:

$$I_* = \frac{E_{*рез}}{Z_{*рез}}, \quad (11.6)$$

де I_* – струм короткого замикання у відносних одиницях;

$E_{рез}$ – еквівалентна е.р.с. у відносних одиницях;

$Z_{рез}$ – результуючий опір у відносних одиницях.

За струмом у відносних одиницях можна визначити струм короткого замикання в іменованих одиницях:

$$I_k = I_* I_{\delta}, \quad (11.7)$$

де I_{δ} – базисний струм на ступені точки короткого замикання:

$$I_{\delta} = \frac{I_{\delta}}{\sqrt{3} Z_{\delta}}.$$

Ударний струм короткого замикання знаходять за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_{п0}, \quad (11.8)$$

де $I_{п0}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання ($I = 0$);

k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від затухання аперіодичної складової струму короткого замикання.

Отже, розрахунок струмів короткого замикання виконується в такому порядку:

1) для заданої системи електропостачання складають розрахункову схему, а за нею – електричну схему заміщення;

2) шляхом поступового перетворення схему заміщення зводять до найбільш простого вигляду так, щоб джерела (або група джерел), що характеризуються результуючою е.р.с. $E_{рез}$, були зв'язані з точкою короткого замикання одним результуючим опором $Z_{рез}$ ($R_{рез}$, $X_{рез}$);

3) користуючись законом Ома, за результуючими е. р. с. і опором знаходять початкове значення періодичної складової струму короткого замикання $I_{п0}$, потім – ударний струм i_y і (за необхідності) потужність короткого замикання $S_k = \sqrt{3} U I_k$.

Слід зауважити, що за малих опорів петлі короткого замикання перехідні процеси в магнітній системі генераторів можуть бути сильно виявленими і для різних проміжків часу $E_{рез}$ буде змінюватись. При цьому для $0 < t < 0,5$ с струм короткого замикання слід обчислювати методом типових кривих.

У разі віддалених коротких замикань процес замикання вважають не згасаючим, і струм короткого замикання за $U_b = U_{cp}$ становитиме:

- під час складання схеми заміщення у відносних одиницях –

$$I_{*b} = \frac{E_{*рез}}{Z_{*рез}} = \frac{I}{Z_{*рез}}$$

а

$$I_K = I_{*b} I_b = \frac{I_b}{Z_{*рез}}, \quad (11.9)$$

- під час складання схеми заміщення в іменованих одиницях

$$I_K = \frac{E_{*рез}}{\sqrt{3} Z_{*рез}}. \quad (11.10)$$

11.7. Складання схеми заміщення у відносних одиницях

Під час розрахунків у відносних одиницях всі величини визначають у частках від базисних величин, узятих за одиницю вимірювання, причому базисні величини можна вибирати довільно.

Якщо U_b , I_b , S_b , Z_b – базисні величини, то е.р.с., напруга, струм, потужність і опір у відносних одиницях будуть:

$$\left. \begin{aligned} E_{*b} &= \frac{E}{U_b}; & U_{*b} &= \frac{U}{U_b}; & I_{*b} &= \frac{I}{I_b}; & P_{*b} &= \frac{P}{S_b}; \\ Q_{*b} &= \frac{Q}{S_b}; & r_{*b} &= \frac{r}{Z_b}; & x_{*b} &= \frac{x}{Z_b}; \end{aligned} \right\} \quad (11.11)$$

Індекс "б" показує, що величина зведена до базисних умов, а зірочка * свідчить, що її подано у відносних одиницях.

Оскільки:

$$z_{*\delta} = \frac{z}{z_{\delta}}, \quad (11.12)$$

підставивши в рівняння значення z_{δ} , матимемо:

$$z_{*\delta} = \frac{\sqrt{3}I_{\delta}z}{U_{\delta}}. \quad (11.13)$$

Отже, опір у відносних одиницях чисельно дорівнює відносному спаду напруги в цьому опорі, якщо ним проходить базисний струм.

Слід зазначити, що міжфазна і фазна напруги у відносних одиницях однакові:

$$U_* = \frac{U}{U_{\delta}} = \frac{U_{\phi}}{U_{\phi\delta}} = U_{*\phi}. \quad (11.14)$$

Вибираючи базисну величину на якому-небудь ступені трансформації, тим самим визначають базисні одиниці інших ступенів. Інакше кажучи, базисна величина одного ступеня є відповідно зведеною базисною величиною іншого ступеня. Базисна потужність на всіх ступенях залишається однаковою.

Отже, якщо базисні струм і напруга на одному ступені відповідно дорівнюють I_{δ} і U_{δ} , то на іншому ступені вони зв'язані з першим коефіцієнтом трансформації:

$$U_{\delta n} = \frac{I}{k_1 k_2 \dots k_n} U_{\delta 1}, \quad (11.15)$$

$$I_{\delta n} = k_1 k_2 \dots k_n I_{\delta 1}, \quad (11.16)$$

або

$$I_{\delta n} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta n}}.$$

Зазначимо, що під $U_{\bar{o}l}$ і $I_{\bar{o}l}$ у рівняннях (11.15) і (11.16) розуміють базисну напругу і струм того ступеня трансформації, на якому перебуває елемент схеми, що зводиться.

Оскільки електричні параметри пов'язані між собою рівнянням потужності:

$$S_{\bar{o}} = \sqrt{3} U_{\bar{o}} I_{\bar{o}} \quad (11.17)$$

і законом Ома, за яким:

$$I_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} z_{\bar{o}}}, \quad (11.18)$$

для їх розрахунку у відносних одиницях доволіно можна вибрати лише дві величини. Здебільшого вибирають базисну потужність $S_{\bar{o}}$ базисну міжфазну напругу $U_{\bar{o}}$. Дві інші базисні величини знаходять з рівнянь 11.17, 11.18.

Зв'язок між базисними величинами у відносних одиницях визначається рівняннями:

$$S_{*\bar{o}} = \frac{S}{S_{\bar{o}}} = \frac{\sqrt{3} UI}{\sqrt{3} U_{\bar{o}} I_{\bar{o}}} = U_{*\bar{o}} I_{*\bar{o}}, \quad (11.19)$$

$$z_{*\bar{o}} = \frac{z}{z_{\bar{o}}} = \frac{\sqrt{3} I_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}} z = \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} z = \frac{\sqrt{3} I_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}} \frac{U}{\sqrt{3} I} = \frac{U_{*\bar{o}}}{I_{*\bar{o}}}. \quad (11.20)$$

Тому закон Ома у відносних одиницях, наприклад, має вигляд $I_* = U_* / Z_*$, а формула потужності трифазної мережі записується як $S_* = U_* I_*$.

Опори електричних машин і апаратів у каталогах та інших довідкових матеріалах наведено у відносних одиницях, зведених до їх номінальних параметрів:

$$z_{*ном} = \frac{z}{z_{ном}} = \frac{z\sqrt{3}I_{ном}}{U_{ном}} = z \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}, \quad (11.21)$$

звідси:

$$z = z_{*ном} = z \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{ном}} = z_{*ном} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}. \quad (11.22)$$

Тоді опір у відносних одиницях, зведений до базисних параметрів, становитиме:

$$z_{*\bar{o}} = \frac{z}{z_{\bar{o}}} = z_{*ном} \frac{I_{\bar{o}}}{I_{ном}} \frac{U_{ном}}{U_{\bar{o}}} = z_{*ном} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \frac{U_{ном}^2}{U_{\bar{o}}^2}. \quad (11.23)$$

Базисну потужність здебільшого вибирають кратною 10, а базисну напругу – як середню номінальну напругу ступеня: $U_{\bar{o}} = U_{ср}$.

Якщо $U_{\bar{o}} = U_{ср,ном}$, то рівняння 11.23 спрощується:

$$z_{*\bar{o}} = \frac{z}{z_{\bar{o}}} = z_{*ном} \frac{I_{\bar{o}}}{I_{ном}} = z_{*ном} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}. \quad (11.24)$$

Опір елементів кола короткого замикання. Для синхронних машин у схемі заміщення враховують лише індуктивні опори початкового моменту короткого замикання (надперехідні опори на поздовжній осі полюсів) $x''d$. Якщо не можна користуватися даними з каталогу, то беруть середні значення $x''d$: для турбогенераторів – 0,125, для гідрогенераторів із заспокоювальною обмоткою – 0,2, для гідрогенераторів без заспокоювальної обмотки – 0,27 і для синхронних компенсаторів і електродвигунів – 0,16.

У силових трансформаторах за номінальної потужності спад напруги в процентах дорівнює напрузі короткого замикання в процентах. Тому $z_{mp} \% = U_K\%$, а якщо активним опором трансформатора нехтують, то $U_K, \% = x_{mp} \%$. Для двохобмоткових трансформаторів $U_K = 5,5\text{--}14\%$. Менші значення беруть для

трансформаторів невеликої потужності, а більші – для потужних трансформаторів із вищою напругою.

Опір повітряних і кабельних ліній визначають за відомими перерізами й довжиною лінії. Реактивний (індуктивний) опір сталених проводів складається із зовнішньої x' внутрішньої x'' складових:

$$x = x' + x''.$$

Перша визначається магнітним полем навколо проводу, й однакова для проводів із різних металів; друга – магнітним полем усередині самого проводу (вона, як і активний опір, залежить від струму навантаження).

Опори у відносних одиницях, зведені до базисних умов, визначають за наведеними нижче формулами:

для синхронних машин (генераторів, компенсаторів і двигунів)

$$x_{*\bar{\sigma}} = x_{*d}'' \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}, \quad (11.25)$$

для трансформаторів, нехтуючи активним опором, –

$$x_{*ном} \cong z_{*ном} = \frac{U_K}{100}. \quad (11.26)$$

Реактивний опір трансформатора у відносних одиницях, зведений до базисної потужності, становитиме:

$$x_{*\bar{\sigma}} = \frac{U_K}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}. \quad (11.27)$$

За потужності трансформаторів $S_{ном} < 630$ кВ·А, для яких враховують активний опір $r_{*ном}$, зведений реактивний опір:

$$x_{*\bar{\sigma}} = \frac{\sqrt{U_K^2 - r_{*ном}^2}}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}; \quad r_{*ном}, \% = \frac{\Delta P_K}{S_{ном}} \cdot 100, \quad (11.28)$$

де ΔP_K – втрати в металі трансформатора (кВт) за каталожними даними.

Активний опір трансформатора:

$$r_{*\delta} = \frac{r_{*ном}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}. \quad (11.29)$$

У каталогах для силових триобмоткових трансформаторів наведено процентні значення напруги коротких замикань для кожної пари обмоток $U_{K|-|}$, $U_{K|-||}$ і $U_{K||-||}$, віднесені до повної потужності трансформатора. У схему заміщення ці трансформатори заносять через опори окремих обмоток:

$$x_{*\delta|} = \frac{x_{|} S_{\delta}}{100 S_{ном}}; x_{*\delta||} = \frac{x_{||} S_{\delta}}{100 S_{ном}}; x_{*\delta|||} = \frac{x_{|||} S_{\delta}}{100 S_{ном}};$$

де:

$$x_{|} = 0,5(U_{K|-|} + U_{K|-||} - U_{K||-||}) \quad ;$$

$$x_{||} = 0,5(U_{K|-|} + U_{K||-||} - U_{K|-||}) \quad ;$$

$$x_{|||} = 0,5(U_{K|-||} + U_{K||-||} - U_{K|-|}) \quad .$$

Реактори в схемі заміщення заносять за їх індуктивними опорами. Опори реакторів вибирають з каталогів, здебільшого їх значення, зведені до номінальних умов, становлять 3–10%.

Для обчислення опору реактора у відносних одиницях, зведених до базисних умов, користуються формулою (активним опором реактора нехтують):

$$x_{*\delta} = \frac{x_p}{100} \frac{I_{\delta} U_{ном}}{I_{ном} U_{\delta}} = x_p \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (11.30)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга реактора.

Для ліній електропередачі опір у відносних одиницях, зведених до базисних умов, знаходять так:

$$z_{*б} = z_0 l \frac{S_{б}}{U_{б}^2}; \quad (11.31)$$

$$x_{*б} = x_0 l \frac{S_{б}}{U_{б}^2}; \quad (11.32)$$

$$r_{*б} = r_0 l \frac{S_{б}}{U_{б}^2}; \quad (11.33)$$

де z_0, x_0, r_0 – відповідно повний, реактивний і активний опори 1 км лінії в омах на фазу;

l – довжина лінії, км.

Щоб визначити розрахунковий опір, необхідно, користуючись загальновідомим з теоретичних основ електротехніки методом перетворення, спростити еквівалентну схему заміщення і обчислити так званий *результуючий опір кола короткого замикання*:

$$z_{*рез} = \sqrt{R_{*б}^2 + X_{*б}^2}. \quad (11.34)$$

За $R < X/3$ активним опором нехтують і розрахунок проводять лише за реактивним опором.

Для визначення струму короткого замикання необхідно результуючий опір (11.34) підставити в рівняння (11.10).

Відношення напруг різних ступенів у відносних одиницях завжди дорівнює одиниці, тому значення опорів і е.р.с. у разі розрахунків у відносних одиницях на різних ступенях напруги будуть однаковими (рис. 11.8в). Під час складання розрахункової схеми за рис. 11.8 прийнято базисну потужність $S_{б} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а базисну напругу $U_{б} = U_{ном}$.

Обчислюючи струми короткого замикання на різних ступенях напруги можна користуватися однією і тією самою схемою

заміщення у відносних одиницях. Схеми заміщення у відносних одиницях за таких розрахунків більш наочні, а сам розрахунок – простіший.

11.8. Складання схеми заміщення в іменованих одиницях

Під час розрахунків в іменованих одиницях базисною напругою вважають напругу ступеня, на якому знаходиться точка короткого замикання. Усі е.р.с. і опори зводять до основної базисної напруги за рівняннями:

$$\left. \begin{aligned} E_{\delta} &= k_1 k_2 \dots k_n E; \\ z_{\delta} &= (k_1 k_2 \dots k_n)^2 z; \end{aligned} \right\} \quad (11.35)$$

де k_1, k_2, \dots, k_n – коефіцієнти трансформації, через які е.р.с. і опори зв'язані з основним ступенем базисної напруги.

Аналогічно визначають x_{δ}, r_{δ} . Якщо за базисну напругу взяти середні номінальні напруги на різних ступенях трансформації, то проміжні коефіцієнти скоротяться й опори можна звести за відношенням напруги основного базисного ступеня до напруги ступеня, на якому перебуває елемент кола:

$$z_{\delta} = z \frac{U_{\delta}^2}{U_{ном}^2}, \quad (11.36)$$

де z_{δ} – зведений (до U_{δ}) повний опір на фазу;

z – повний опір на фазу за напруги того ступеня, де розміщено елемент.

Активні й індуктивні опори до базисної напруги зводять за аналогічними рівняннями:

$$r_{\delta} = r \frac{U_{\delta}^2}{U_{ном}^2}; \quad (11.37)$$

$$x_{\bar{\sigma}} = x \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{U_{ном}^2}. \quad (11.38)$$

Для електричних машин і апаратів опори в довідниках майже завжди подано у відносних одиницях, зведених до номінальних параметрів.

Відповідно до рівняння (11.22) опір в іменованих одиницях (Ом, МОм) для генераторів, компенсаторів і синхронних двигунів становитиме:

$$x_{\bar{\sigma}} = x_{*d}'' \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{ном}}. \quad (11.39)$$

Активним опором синхронних машин нехтують. Для трансформаторів, активним опором яких також можна знехтувати, реактивний опір:

$$x_{\bar{\sigma}} = \frac{U_K}{100} \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{ном}}. \quad (11.40)$$

Якщо ж активний опір трансформатора враховувати ($S < 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$), то його реактивний опір:

$$x_{\bar{\sigma}} = \frac{\sqrt{U_K^2 - r_{*ном}^2}}{100} \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{ном}}; \quad r_{*ном} = \frac{\Delta P_K}{S_{ном}} \cdot 100, \quad (11.41)$$

де ΔP_K – втрати в металі трансформатора (кВт) за довідником. Активний опір трансформатора:

$$r_{\bar{\sigma}} = \frac{\Delta P_K}{S_{ном}} \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{ном} \cdot 10^3} = \frac{\Delta P_K U_{\bar{\sigma}}^2}{10^3 S_{ном}^2}. \quad (11.42)$$

Якщо в рівняннях (11.39)–(11.42) $U_{\bar{\sigma}}$ виражено в кіловольтах, $S_{ном}$ – в мегавольт-амперах, а ΔP_K – в кіловатах, то опір буде в омах.

Для проводів із малими перерізами, особливо сталевих, у більшості випадків доводиться враховувати активні й реактивні опори. В омах активний опір 1 км лінії визначають за довідником або обчислюють за формулою:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma F}, \quad (11.43)$$

де r_0 – активний опір 1 км лінії, Ом;
 γ – питома провідність, м/(Ом·мм²), причому для алюмінію $\gamma = 32$, для міді – $\gamma = 54$ м/(Ом·мм²);
 F – переріз проводу, мм².
Зведений активний опір лінії становитиме:

$$R_\delta = r_0 l \left(\frac{U_\delta}{U_{cp}} \right)^2, \quad (11.44)$$

де l – довжина лінії, км;
 U_{cp} – номінальна напруга ступеня, на якому знаходиться лінія.
Індуктивні опори повітряних і кабельних ліній можна брати за їх середніми значеннями, Ом/км: повітряні лінії до 1000 В – 0,3; трифазні кабелі до 1000 В – 0,07; повітряні лінії 6–220 кВ – 0,4; трифазні кабелі 6–10 кВ – 0,08; трифазні кабелі 35 кВ – 0,12.
Індуктивний опір лінії, зведений до базисної напруги:

$$x_\delta = x_0 l \left(\frac{U_\delta}{U_{cp}} \right)^2. \quad (11.45)$$

Для реактора зведений індуктивний опір можна визначити, знаючи його номінальні параметри:

$$x_\delta = \frac{x_p}{100} \frac{U_\delta^2}{\sqrt{3} I_{ном} U_{cp}} = x_p \left(\frac{U_\delta}{U_{cp}} \right)^2. \quad (11.46)$$

Після зведення е.р.с. і опорів до базисного ступеня напруги (U_0), використовуючи метод перетворення, спрощують схему заміщення відносно точки короткого замикання й дістають результуючі опори еквівалентної схеми заміщення $R_{рез}$ і $X_{рез}$. За $R_{рез} > \frac{X_{рез}}{3}$ враховують як реактивний, так і активний опори еквівалентної схеми заміщення. Повний результуючий опір:

$$Z_{рез} = \sqrt{R_{рез}^2 + X_{рез}^2}. \quad (11.47)$$

Струм короткого замикання визначають за рівнянням (11.10).

11.9. Визначення струмів короткого замикання в сільських мережах напругою більше 1000 В

З віддаленням точки короткого замикання від джерел живлення вплив замикання на режим генераторів увесь час зменшується. Тому, починаючи з певної відстані, можна вважати, що схема живиться від джерел, напруга яких не змінюється в процесі короткого замикання (тобто розглядати генератори як джерела необмеженої потужності), а струм короткого замикання залишається сталим протягом усього періоду короткого замикання:

$$I'' = I_{н.к} = I_{\infty} = I_{к}.$$

Для сільських мереж, що живляться від потужних енергосистем, майже завжди розрахунковий опір короткого замикання $x_{*розр} > 3$; тому під час розгляду цих мереж короткі замикання розглядають завжди як віддалені короткі замикання.

Найбільш поширені два розрахункові випадки:

- 1) за відому величину беруть лише напругу шин, до яких приєднується схема, і розглядають її як сталу в процесі замикання;
- 2) крім сталої напруги в точці приєднання схеми, відомо потужність (або струм) короткого замикання в цій точці.

Зрозуміло, що в обох випадках для розрахунку треба знайти опори елементів схеми, розміщених між місцем приєднання схеми і точкою короткого замикання. Схему заміщення складають в іменованих або у відносних одиницях.

У першому випадку струм короткого замикання I_K знаходять за законом Ома:

$$I_K = \frac{U}{\sqrt{3}z_{pez}}, \quad (11.48)$$

(під час розрахунку в іменованих одиницях) або:

$$I_{*K} = \frac{I}{z_{pez}}, \quad (11.49)$$

(під час розрахунку у відносних одиницях), а потім:

$$I_K = I_{*K} I_{\delta}. \quad (11.50)$$

Якщо відомо потужність або струм короткого замикання в місці приєднання (другий випадок), то, крім опорів схеми приєднання, до схеми заміщення заносять також опір системи (від джерела до місця приєднання сільської електромережі):

під час розрахунку у відносних одиницях:

$$x_{*\delta} = \frac{S_{\delta}}{S}, \quad \text{або} \quad x_{*\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}I_K U_{cp}} \quad (11.51)$$

під час розрахунку в іменованих одиницях:

$$x_{\delta} = \frac{U_{\delta}^2}{S}, \quad \text{або} \quad x_{\delta} = \frac{U_{\delta}^2}{\sqrt{3}I_K U_{cp}}, \quad (11.52)$$

де U_{δ} – базисна напруга на ступені, де знаходиться точка короткого замикання;

U_{cp} – напруга в точці приєднання схеми;

S_K і I_K – відповідно потужність і струм короткого замикання в цій точці.

Якщо елементи електричної мережі знаходяться на різних ступенях напруги, то, складаючи схеми заміщення, як відомо, всі

опори необхідно зводити до однієї базисної напруги (напруги ступеня на якому знаходиться точка короткого замикання).

У другому випадку розрахунок струму короткого замикання точніший, оскільки, крім опору схеми заміщення, ураховано й опір системи.

Якщо потужність (або струм) короткого замикання в точці приєднання невідомі, то можна визначити допустиму потужність (або струм) вимикання для відомого типу вимикача з каталогу і взяти їх за параметри короткого замикання в точці приєднання схеми.

Обчислюючи параметри короткого замикання, слід брати до уваги, наскільки доцільно враховувати той чи інший елемент схеми заміщення. Чим вища напруга ділянки лінії електропередачі, тим меншу роль відіграє її опір у загальному розрахунковому опорі кола. У разі коротких замикань у віддалених точках сільських ліній напругою 10 кВ у загальному опорі системи основну частину становить опір повітряної лінії напругою 10 кВ, а інших елементів доцільно враховувати лише опори трансформаторів 35/10 кВ і лінії напругою 35 кВ. Нехтування опором інших елементів, у тому числі й генераторів системи, практично не призводить до помітних похибок.

Для практичних розрахунків струмів короткого замикання в сільських лініях можна використовувати номограми, складені інститутом "Сільенергопроект". Щоб перевірити стійкість апаратури під час коротких замикань, треба знати силу ударного струму i_y , досягнуту через 0,01 с після початку замикання, і найбільше діюче значення повного струму короткого замикання i_y за перший період.

У практичних розрахунках для визначення ударного струму користуються рівнянням:

$$i_y^{(3)} = k_y \sqrt{2I''^{(3)}}, \quad (11.53)$$

де індекс "(3)" показує, що величини визначають для трифазного короткого замикання.

Ударний коефіцієнт k_y показує, у скільки разів ударний струм більший від максимального значення періодичної складової струму в початковий момент. Він залежить від співвідношення активного й індуктивного опорів кола короткого замикання і змінюється в межах

1–2. У реальних електричних мережах максимальне значення $k_y = 1,8$. Якщо розподільна мережа від генераторів віддалена одним ступенем трансформації, то $k_y = 1,5$.

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання:

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (11.54)$$

Для сільських електромереж можна рекомендувати розрахунок за такими формулами:

а) у разі живлення від потужних енергосистем і коротких замиканнях на шинах 10 і 35 кВ підстанцій напругою вищого ступеня понад 110 кВ (для яких беруть $k_y = 1,8$):

$$i_y = 2,55 I'' \quad I_y = 1,52 I'';$$

б) у разі короткого замикання на шинах 10 і 35 кВ підстанцій з вищим ступенем напруги 35 кВ (за $k_y = 1,5$):

$$i_y = 2,1 I'' \quad I_y = 1,2 I'';$$

в) у разі коротких замикань у розподільних мережах напругою 10 кВ, на шинах споживчих підстанцій і низьковольтних мережах напругою 0,38/0,22 кВм (за $k_y = 1$):

$$i_y = 1,41 I'' \quad I_y = I''.$$

Розглянутий вище розрахунок процесу короткого замикання називається *розрахунком за загальним змінюванням*. Відповідно до нього, всі джерела, що беруть участь у живленні короткого замикання, замінюються одним генератором сумарної потужності, яка перебуває в деяких середніх умовах відносно точки короткого замикання. Різницю у віддаленості окремих генераторів від точки замикання не враховують. Тому під час розрахунків за загальним змінюванням похибка визначається не лише відмінностями різних типів джерел живлення, а й їх віддаленістю від точки короткого

замикання. Якщо ці відмінності значні, то похибка в розрахунках може значно перевищувати допустиму.

У цих випадках під час розрахунків ураховують індивідуальні зміни струмів від окремих джерел, обчислюючи окремо струми для генератора або групи генераторів, що перебувають приблизно в однакових умовах, і знайдені величини додають.

11.10. Особливості розрахунку струмів короткого замикання в установках напругою 380/220 В

Електричні мережі напругою 380/220 В виконують завжди з глухозаземленою централлю, тому в них можуть виникати три-, дво- і однофазні короткі замикання. Визначаючи струми замикання в мережах низької напруги, треба враховувати як індуктивний, так і активний опори елементів схеми.

Слід зазначити, що у разі коротких замикань на шинях трансформаторної підстанції або в точках, віддалених від неї незначним опором лінії (у разі близьких коротких замикань), крім опору обмоток силового трансформатора, проводів і кабелів, ураховують також опір обмоток трансформаторів струму і струмових обмоток розщеплювачів автоматів, а в деяких випадках – також перехідні опори контактних поверхонь комутаційних апаратів (рубильників, перемикачів, автоматів тощо). Активні опори обмоток трансформаторів струму залежать від номінального первинного струму і становлять 0,07–0,3 Ом, а індуктивні – 0,01–0,48 Ом. Опори контактних поверхонь дорівнюють тисячним часткам ома.

У разі віддалених коротких замикань ураховують лише опори основних елементів кола короткого замикання. Опори яких елементів слід урахувати під час розрахунків, вирішують, порівнюючи їх значення з опором основних елементів. У розрахунках не враховують опір лінії, що живить силовий трансформатор, і вважають, що напруга на шинях (обмотці) високої напруги трансформаторної підстанції у разі короткого замикання в мережі низької напруги залишається незмінною.

Розрахунки короткого замикання в установках низької напруги 380/220 В виконують в іменованих одиницях.

Періодичну складову струму трифазного короткого замикання визначають за формулою:

$$I_n = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (11.55)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, В;

r_{Σ} , x_{Σ} – відповідно сумарні активний і реактивний опори кола короткого замикання, МОм.

Ударний струм:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_n. \quad (11.56)$$

Ударний коефіцієнт в установках низької напруги беруть не більшим за 1,3.

Для сільських електричних мереж, де запаси міцності апаратури звичайно великі, струми короткого замикання здебільшого визначають не для перевірки апаратури на термічну і електричну стійкість, а для перевірки надійності релейного захисту, вимикаючих котушок автоматів і плавких вставок запобіжників. При цьому треба знати найменші значення струмів короткого замикання. В установках напругою 380/220 В це здебільшого струми однофазного короткого замикання. Зрозуміло, що у разі коротких замикань найменші струми будуть у найвіддаленішій точці, яку й вибирають за розрахункову.

Струм однофазного короткого замикання рекомендується визначати за наближеною формулою:

$$I_K^{(1)} \cong \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{mp}}{3} + z_n}, \quad (11.57)$$

де z_{mp} – повний опір силового трансформатора в режимі однофазного замикання (опір струму замикання на корпус);

z_n – повний опір петлі фазний-нульовий провід лінії.

Розрахунковий опір, зведений до напруги 400 В, за однофазного замикання приймають залежно від потужності трансформатора:

Потужність трансформатора, кВ·А	Розрахунковий опір, Ом
16	4,5
25	3,11
40	1,919
63	1,24
100	0,779
160	0,487
250	0,312
400	0,195
630	0,129

11.11. Обчислення струмів короткого замикання в мережах, виконаних стальними проводами

Характерною особливістю сталих проводів є залежність їх активного і внутрішнього індуктивного опорів від струму, що протікає по проводах. Відомо, що для обчислення струму короткого замикання в схему заміщення треба внести опір сталювого проводу, який у свою чергу залежить від струму короткого замикання. Тому розрахунки струмів короткого замикання в схемах із стальними проводами утруднюються. Якщо ж нехтувати зміною опору за різних струмів, то похибка в розрахунках струмів короткого замикання може досягти 40–50%, що значно перевищує допустиме значення.

Для точного визначення струму короткого замикання користуються методом послідовного наближення. При цьому задаються якимось струмом I_l (наприклад, струмом номінального режиму до початку короткого замикання) і визначають за таблицями r_0 і x_0 для 1 км проводу. Наближений струм короткого замикання за довжини лінії l (км) становить:

$$I_k = \frac{U}{l\sqrt{3}\sqrt{r_0^2 + x_0^2}} = I_2. \quad (11.58)$$

Якщо струм I_2 не збігається із заданим значенням I_1 , то знаходять r_0 і x_0 для нового значення струму I_2 , підставляють їх у рівняння (11.55) і повторюють розрахунок до повного збігу значень вихідного і шуканого струмів короткого замикання.

Зручнішим є графоаналітичний метод, за яким залежність $I_{Z_k} = I_{Z_0} = \varphi(I)$ (рис. 11.9) будують за 3–4 точками. При цьому для кожної сили струму i з таблиць вибирають r_0 і x_0 , знаходять $z_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2}$ і будують графік залежності $I_{Z_0} = \varphi(I)$.

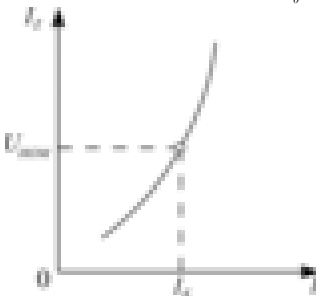


Рис. 11.9. Залежність спаду напруги від струму, що проходить сталієм проводом

11.12. Загальні відомості про несиметричні короткі замикання

На відміну від трифазних (симетричних) коротких замикань, за несиметричного замикання створюються різні умови для різних фаз. Струми у фазах при цьому різняться значенням і кути зсуву між ними також різні. Несиметричне коротке замикання можна розглядати як симетричне (трифазне) коротке замикання в точці, віддаленій від місця несиметричного короткого замикання, на додатковий z_d .

Струм короткого замикання визначають за періодичною складовою струму симетричного короткого замикання в цій точці, користуючись рівнянням:

$$I_{kt}^{(n)} = m^{(n)} I_{n.kt}^{(3)}, \quad (11.59)$$

де $m^{(n)}$ – коефіцієнт пропорційності, який для двофазного короткого замикання дорівнює $\sqrt{3}$, а для однофазних – 3.

Для двофазних коротких замикань можна вважати, що додатковий опір дорівнює опору схеми у разі симетричного короткого замикання в заданій точці, тобто:

$$x_{розр}^{(2)} = 2x_{розр}^{(3)},$$

де індекси "(2)" і "(3)" позначають відповідно дво- і трифазне короткі замикання.

Для однофазних замикань визначення z_d є складнішим. Отже, для визначення струму двофазного короткого замикання результуючий опір симетричного короткого замикання треба подвоїти, знайти розрахунковий опір, визначити періодичну складову, що відповідає цьому опору, і результат помножити на $\sqrt{3}$.

Для більш віддалених коротких замикань струм залишається сталим за весь період замикання і його співвідношення із струмом симетричного замикання майже не змінюється:

$$I_k^{(2)} \approx \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)} = 0,87 I_k^{(3)}.$$

Струм однофазного короткого замикання у віддалених точках (у мережах напругою 0,38; 110 кВ і більше) також менший від трифазного; тому стійкість електричної апаратури перевіряють за струмами симетричного короткого замикання.

11.13. Термічна і електродинамічна дія струмів короткого замикання

Тривалість проходження струмів короткого замикання в струмопровідних елементах обмежується дією релейного захисту і становить 0,1–6 с. Проте, оскільки за абсолютним значенням ці струми значно більші, ніж номінальні, електричну апаратуру слід перевіряти на стійкість проти струмів короткого замикання.

Майже всі елементи електроустановок характеризуються значною тепловою інерцією, тому можна вважати, що за період короткого замикання віддачі теплоти у навколишнє середовище не відбувається і вся енергія, яка перетворюється в теплоту, витрачається виключно на підвищення температури струмопроводу. Температура струмопроводу в кожний момент дорівнює сумі температур струмопроводу в нормальному режимі v_n і температури перегрівання струмом короткого замикання τ_k . Температура короткочасного перегрівання може значно перевищувати температури провідника за нормального режиму:

Провідники	Гранична температура, °C
Шини голі:	
мідні	300
алюмінієві	200
Кабелі з ізоляцією:	
паперовою просоченою	200
поліхлорвініловою або гумовою	150
поліетиленовою	120

Для віддаленого короткого замикання, у процесі якого струм не змінюється, можна записати, що кількість теплоти (Дж), яка виділяється в провіднику:

$$Q_t = I_K^2 R t, \quad (11.60)$$

де R – опір провідника, Ом;

t – час, протягом якого діє коротке замикання, с.

Теплоту Q_t (Дж), що витрачається на перегрівання провідника порівняно з навколишньою температурою можна визначити за формулою:

$$Q_t = V c_{\Pi} \tau_K, \quad (11.61)$$

де V – об'єм металу провідника, см³;

c_{Π} – питома теплоємність, Дж/(см³·°С);

τ_K – перегрівання провідника струмом короткого замикання, °С.

Оскільки вся теплота, що виділяється під час проходження струму короткого замикання, витрачається на нагрівання струмопроводу:

$$I^2 R t = V \cdot c_{\Pi} \cdot \tau_K \quad (11.62)$$

Підставивши в рівняння (11.52) $R = \rho \frac{l}{F}$, $V = lF$, матимемо:

$$\tau_K = \frac{\rho}{c_{\Pi}} \left(\frac{I_K}{F} \right)^2 t, \quad (11.63)$$

де ρ – питомий опір струмопроводу, Ом·мм²/м;

l, F – його довжина і переріз, м і мм²;

c_{Π} – питома теплоємність, Дж/(см³·°С) (для міді $c_{\Pi}=3,5$; для алюмінію $c_{\Pi}=2,7$ і для сталі $c_{\Pi}=3,9$ Дж/(см³·°С).

Отже, перегрівання провідника пропорційне квадрату струму, що проходить струмопроводом, і часу його дії.

Загальна температура нагрівання струмопроводу у разі короткого замикання u_n визначається за рівнянням:

$$u_K = u_H + \tau_K = u_C + \tau_H + \tau_K,$$

де u_H – температура струмопроводу в нормальному режимі (перед початком короткого замикання);

u_C – температура навколишнього середовища;

τ_H – перегрівання струмопроводу, спричинене проходженням струму в нормальному режимі;

τ_K – перегрівання струмопроводу, спричинене струмом короткого замикання.

Короткі замикання вимикаються вимикачами під час дії релейного захисту або запобіжниками у разі перегорання плавкої вставки. Тривалість дії струму короткого замикання t у разі вимикання його вимикачем становить:

$$t = t_B + t_P, \quad (11.64)$$

де t_B – час роботи вимикача (від спрацювання реле до вимикання вимикачем); для звичайних вимикачів $t_B = 0,2 - 0,25$ с, для швидкісних $t_B = 0,1$ с;

t_P – час дії релейного захисту (від початку короткого замикання до спрацювання реле).

Порівнюючи температуру нагрівання струмопроводу з допустимими значеннями нагрівання, визначають його термічну стійкість.

Якщо струм у процесі короткого замикання змінюється, то розрахунки ускладнюються. При цьому в рівняння (11.63) вводять квадрат усталеного струму короткого замикання I_∞ і зведений час дії короткого замикання t_{36} :

$$\tau_K = \frac{\rho}{c_{II}} \left(\frac{I_\infty}{F} \right)^2 t_{36}. \quad (11.65)$$

Зведеним називається час, протягом якого усталений струм I_∞ може нагріти провідник до такої самої температури, як і діюче значення струму за дійсний час дії. На рис. 11.10 наведено графік зміни квадрата періодичної складової струму в процесі короткого замикання. Кількість теплоти, що виділяється в струмопроводі, пропорційна площі, обмежений графіком $I_{kt}^2 = f(t)$ і координатними осями за час дії короткого замикання t (пл. $ABCO$). Побудувавши рівновеликий прямокутник $EDLO$ з бічною стороною, що дорівнює ординаті I_∞^2 , дістанемо зведений час $t_{36.n}$.

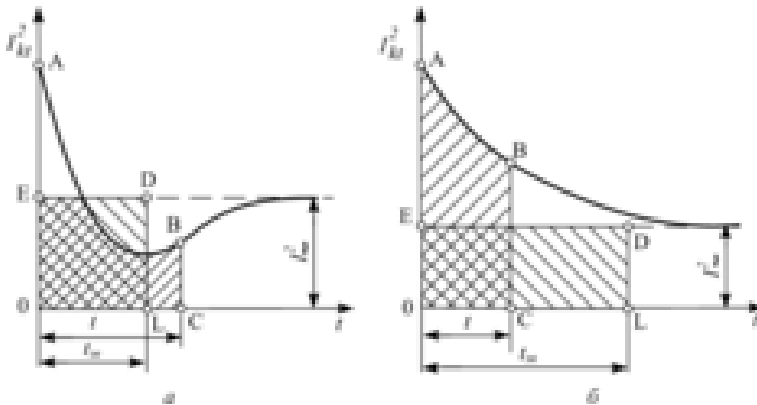


Рис. 11.10. Крива для визначення зведеного часу струмів короткого замикання під час роботи генератора з АРВ (а) і без АРВ (б)

На практиці для визначення зведеного часу періодичної складової струму короткого замикання користуються розрахунковими кривими (рис. 11.11). Аперіодична складова струму короткого замикання, як відомо, затухає швидко (протягом кількох десятих часток секунди), а тому нагріванням від неї нехтують, якщо розрахунковий період становить більше 1 с. Якщо коротке замикання триває менше 1 с, то рекомендується також урахувувати зведений час дії аперіодичної складової струму короткого замикання з рівняння:

$$t_{\text{зв.а}} = 0,05(\beta'')^2, \quad (11.66)$$

де $\beta'' = \frac{l''}{l_{\infty}}$ — відношення початкового значення періодичної

складової до усталеного значення струму короткого замикання.

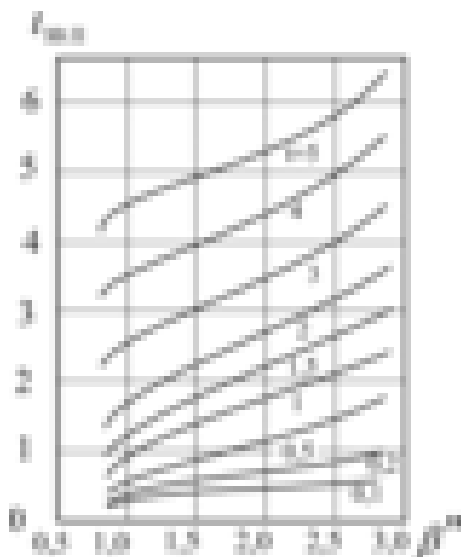


Рис. 11.11. Розрахункові криві зведеного часу періодичної складової струму короткого замикання у разі живлення від генераторів з АРВ

Тоді повний зведений час:

$$t_{\Sigma} = t_{\Sigma, n} + t_{\Sigma, a}. \quad (11.67)$$

Під час визначення перегрівання за рівнянням (11.65) вважаємо, що питомий опір ρ і теплоємність c_{II} – сталі величини. Насправді із зміною температури струмопроводу вони дещо змінюють свої значення. Точніше розрахувати температури нагрівання струмопроводів струмами короткого замикання можна за кривими, побудованими в координатах α і v_k (рис. 11.12) з урахуванням цієї зміни. Для визначення температури нагрівання спочатку за v_H знаходять відповідне значення α_1 , потім обчислюють

$$\alpha_2 = \left(\frac{I_{\infty}}{F} \right)^2 t_{\Sigma} \text{ і за їх сумою визначають розрахункову величину:}$$

$$\alpha = \alpha_1 + \alpha_2.$$

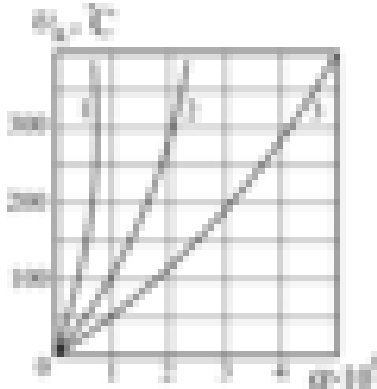


Рис. 11.12. Розрахункові криві для визначення температури нагрівання проводів струмом короткого замикання:

1 – сталь; 2 – алюміній; 3 – мідь

За кривими для величини α знаходять температуру нагрівання струмопроводу v_k і порівнюють її з допустимою. Якщо $v_k \leq v_{k.\text{дон}}$, то струмопровід термічно стійкий.

У практичних розрахунках термічної стійкості проводів і кабелів на підставі рівняння (11.62) записують:

$$F \geq \frac{I_\infty}{C} \sqrt{t_{3\theta}}, \quad (11.68)$$

де F – переріз кабелю або проводу, мм^2 ;

I_∞ – усталений струм короткого замикання, А;

C – стала, що залежить від матеріалу проводу, його початкової і кінцевої температури (для кабелів і неізольованих проводів із тяжінням менше $10 \text{ Н/мм}^2 \text{ С} = 91$, для проводів із тяжінням більше 10

$\text{Н/мм}^2 \text{ } C = 69,5$, для розподільних мереж сільськогосподарського призначення $C = 69,5$;

$t_{зв}$ – зведений час вимикання (для розподільних мереж його приймають рівним тривалості дії струму короткого замикання t за рівнянням (11.67)).

Крім термічної дії, струми короткого замикання зумовлюють значні електродинамічні зусилля, які можуть призвести до механічних пошкоджень апаратів і розподільних пристроїв.

На підставі закону Біо-Савара можна визначити механічне зусилля P_{MX} (Н) між паралельними струмопроводами:

$$P_{MX} = 20 \cdot i_1 i_2 \frac{l}{a} k \cdot 10^{-8}, \quad (11.69)$$

де i_1 і i_2 – миттєві струми першого і другого струмопроводів, що взаємодіють, А;

l – довжина, на якій виявляється дія цих зусиль, см;

a – відстань між струмопроводами, що взаємодіють, см;

k – коефіцієнт форми проводів, що залежить від їх взаємного розміщення, перерізу та ін. (за відстані a , більшої за периметр перерізу струмопроводу, $k = 1$).

У трифазній системі з однаковими за значенням струмами фаз у разі паралельного розміщення струмопроводів в одній площині найбільше зусилля припадає на середню фазу.

З урахуванням зсуву фаз це зусилля (Н):

$$P_{MX} = 17,25 \cdot i^2 \frac{l}{a} k \cdot 10^{-8}. \quad (11.70)$$

У рівняння (11.70) підставляють ударний струм трифазного короткого замикання i_y .

Для перевірки на термічну і динамічну стійкість апаратури виконують простіші розрахунки, порівнюючи струми короткого замикання з допустимими за довідниками.

11.14. Вибір електрообладнання і перевірка його на дію струмів короткого замикання

Вибираючи тип електричної апаратури керуються певними загальними вимогами. Так, щоб запобігти виходу з ладу електродвигунів у сільськогосподарських електроустановках, слід дотримуватися таких правил.

Плавкі запобіжники в сукупності з рубильниками, установлювальними вимикачами, штепсельними з'єднаннями і пусковими ящиками можна використовувати лише в тому випадку, коли електродвигуни працюють під постійним наглядом і обслуговуючий персонал забезпечить вчасне вимикання установки у разі перевантаження або під час роботи на двох фазах, оскільки плавка вставка запобіжника надійно захищає електродвигун лише за струмів, що більше ніж вдвічі перевищують номінальні. При цьому рубильниками можна вмикати і вимикати електродвигуни потужністю не більше 10 кВт.

Магнітні пускачі використовують лише в установках із дистанційним керуванням або в автоматизованих електроустановках, які не потребують постійного контролю. У всіх інших випадках слід застосовувати автоматичні вимикачі, вони дешевші від магнітних пускачів і менш чутливі до коливання напруги в мережі.

Відповідно до Правил влаштування електроустановок електричну апаратуру як низької, так і високої напруги вибирають за каталогом. Номінальні напруга і струм апарата, наведені в каталозі, мають дорівнювати напрузі і струму електроустановки в нормальному режимі роботи або дещо перевищувати їх.

Вимикальні апарати (вимикачі, вимикачі навантаження, запобіжники тощо) вибирають, крім цього, за струмом і потужністю вимикання, вимірювальні трансформатори – за класом точності з урахуванням дійсного навантаження їх вторинних обмоток.

У режимі короткого замикання вибрану апаратуру перевіряють на динамічну і термічну стійкість. Термічну стійкість апаратів перевіряють, порівнюючи розрахунковий усталений струм короткого замикання I_{∞} і зведений час дії короткого замикання t_{Σ} зі

струмом термічної стійкості апаратури I_t (за каталогом), що гарантується заводом протягом часу t .

При цьому має підтверджуватися співвідношення:

$$I_t^2 t \geq I_{\infty 3\phi}^2 t. \quad (11.71)$$

Перевіряючи динамічну стійкість електричних апаратів порівнюють максимальний допустимий струм i_{max} (за каталогом) для певного апарата з ударним струмом трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$ за співвідношенням:

$$i_{max} \geq i_y^{(3)}. \quad (11.72)$$

Слід зазначити, що, оскільки в сільських електроустановках струми короткого замикання порівняно невеликі, електричні апарати майже завжди мають запас термічної і динамічної стійкості.

Шини вибирають за економічною густиною струму, їх термічну стійкість перевіряють зіставленням температури нагрівання шин (рис. 11.12) з максимально допустимою температурою за короточасного нагрівання: $U_K = U_{K.don}$. Електродинамічну стійкість визначають лише для жорстких шин, порівнюючи допустиме напруження в матеріалі шин з розрахунковим: $\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон}$. Розрахункове напруження визначають за формулою:

$$\sigma_{розр} = \frac{pl^2}{10\omega},$$

де p – максимальне зусилля, що припадає на 1 м довжини шини, обчислене за формулою, Н/м:

$$p = \frac{P_{MX}}{l}, \quad (11.73)$$

де l – відстань між осями опорних ізоляторів уздовж фази, м;

ω – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до напрямку дії зусилля, м³.

Опорні і прохідні ізолятори вибирають за напругою розподільного пристрою, а перевіряють їх за допустимим навантаженням, порівнюючи зусилля, обчислене за формулою (11.73), з допустимим. Прокідні ізолятори вибирають також за номінальним струмом.

11.15. Вибір і перевірка вимірювальних трансформаторів

Конструктивно трансформатори струму і трансформатори напруги поділяють за родом встановлення на *внутрішні* й *зовнішні*. Трансформатори струму вибирають за номінальними параметрами і перевіряють на термічну і динамічну стійкість у режимі короткого замикання, користуючись такими даними:

Параметри	Умови вибору трансформатора напруги
Номінальні:	
напруга	$U_{TP} \leq U_{ном}$
первинний струм	$I_{p\ max} \leq I_{ном}$
вторинний струм	Здебільшого 5 А
вторинна потужність	$S_2 \leq S_{2ном}$
Клас точності	Відповідно до класу точності приєднаних приладів
Кратність струму:	
термічної стійкості $k_{IC} = \frac{I_{IC}}{I_{ном}}$	$I_{\infty}^2 t_{\phi} \leq (k_{IC} I_{ном})^2$
динамічної стійкості $k_{дин} = \frac{I_{т\ дин\ ном}}{\sqrt{2} I_{ном}}$	$I_{тв} \leq \sqrt{2} k_{дин} I_{ном}$

Номінальний вторинний струм для трансформаторів, що використовують в установках 500кВ і потужних установках 220–330 кВ, приймають 1А, в інших випадках – 5А.

Клас точності трансформаторів струму у разі вмикання вимірювальних приладів має бути не нижче 3,0; обмотки трансформаторів струму, до яких приєднують лічильники електроенергії для грошового розрахунку, вибирають класу точності 0,5; для технічного обліку електроенергії допускається клас їх точності 1,0. Для приєднання реле і різноманітних сигнальних пристроїв достатніми є класи точності 3,0 і 10,0.

Щоб забезпечити задану точність вимірювання, потужність S_2 приладів, приєднаних до вторинної обмотки трансформатора, не має перевищувати зазначене в паспорті трансформатора струму номінальне вторинне навантаження $S_{2ном}$. Потужність S_2 може бути підрахована за формулою:

$$S_2 = I_{2ном}^2 Z_2, \quad (11.74)$$

де $I_{2ном}$ – номінальний вторинний струм, А;

$Z_2 = \sum Z_{ПР} + R_{ПРОВ}$ – повний опір зовнішнього кола, Ом

($\sum Z_{ПР}$ – сума опорів послідовно ввімкнених обмоток приладів або реле; $R_{ПРОВ}$ – опір з'єднувальних проводів).

Знаючи допустимий опір проводів $R_{ПРОВ}$, можна визначити їх розрахунковий переріз:

$$q = \rho \frac{l_{розр}}{R_{ПРОВ}}, \quad (11.75)$$

де $l_{розр}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів.

За результатом розрахунку приймають ближчий стандартний переріз, але не менше 2,5 мм², якщо провід мідний.

Односекундний струм термічної стійкості (I_{IC}) трансформатор струму витримує протягом 1 с, від номінального струму первинної

обмотки ($I_{ном}$) він в k_{IC} разів більший. Для забезпечення термічної стійкості трансформатора струму необхідно, щоб максимальне виділення теплоти, яке визначається квадратом усталеного струму короткого замикання (I_{∞}) і фіктивним часом проходження цього струму (t_{ϕ}), було не більше від допустимого виділення теплоти під час проходження односекундного струму протягом 1 с ($k_{IC}I_{ном}$)².

Оскільки:

$$I_{IC}^2 \cdot I \geq I_{\infty}^2 t_{\phi},$$

або

$$(I_{ном} k_{IC})^2 \geq I_{\infty}^2 t_{\phi},$$

маємо

$$k_{IC} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{ном}} \sqrt{t_{\phi}}. \quad (11.76)$$

Аналогічні розрахунки виконують, якщо в довідниках наведена інша тривалість допустимого струму термічної стійкості.

Коефіцієнт динамічної стійкості $k_{дин}$ визначається як кратність амплітудного значення номінального струму динамічної стійкості ($I_{т.дин.ном}$) відносно амплітудного значення номінального первинного струму трансформатора ($\sqrt{2}I_{ном}$). Для забезпечення динамічної стійкості амплітудне значення номінального струму динамічної стійкості ($I_{т.дин.ном}$) має бути не менше амплітуди $I_{ту}$ ударного струму короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму.

Трансформатори напруги вибирають за номінальною напругою первинного кола, типом і схемою з'єднання обмоток і класом їх точності, користуючись такими даними:

Параметри	Умови вибору трансформатора напруги
Номінальні:	
первинна напруга	$U_{ITP} \leq U_{ном}$
потужність вторинної обмотки	$S_2 \leq S_{2ном}$

Тип і схема з'єднання обмоток	Залежно від призначення
Клас точності	Залежно від класу точності приєднаних приладів

Щоб забезпечити роботу вибраного трансформатора напруги в заданому класі точності, треба перевірити дійсне навантаження його вторинних обмоток. Розраховуючи навантаження вторинних обмоток трансформаторів напруги, втратами в контрольній проводці і контактах нехтують, оскільки струми в них дуже малі.

Потужність навантаження фаз визначають за формулою:

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum P_{\text{пр}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{пр}}\right)^2}, \quad (11.77)$$

де $\sum P_{\text{пр}}$ і $\sum Q_{\text{пр}}$ – активна і реактивна потужність споживання приладів, приєднаних до вторинної обмотки трансформатора напруги.

Втрата напруги в з'єднувальних проводах, до яких приєднують лічильники, не має перевищувати 0,5 % $U_{\text{ном}}$.

Для контролю ізоляції в мережах із малими струмами замикання на землю приймають трифазний трансформатор напруги з п'ятьма осердями.

Для захисту трансформаторів напруги застосовують запобіжники ПҚН і ПҚНУ на напругу 3, 6, 10, 20 і 35 кВ. Апарати, що захищаються струмообмежувальними запобіжниками, не підлягають перевірці на термічну і динамічну стійкість.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які причини виникнення коротких замикань?
2. Які є види коротких замикань?
3. Як діють короткі замикання на електричні установки?
4. Що таке періодична і аперіодична складові струму короткого замикання?
5. Що називається ударним струмом короткого замикання?

6. Як здійснюють розрахунок короткого замикання в абсолютних одиницях?
7. Які особливості системи відносних одиниць?
8. Що таке розрахункова і еквівалентна схеми установки?
9. Які основні перетворення здійснюють у разі спрощення еквівалентної схеми?
10. Як враховується активний опір під час розрахунків струмів короткого замикання?
11. Як обчислюють початкове значення періодичної складової струму короткого замикання?
12. Що таке криві затухання і як ними користуються під час розрахунку коротких замикань?
13. У чому полягає особливість розрахунку струмів короткого замикання від джерел необмеженої потужності і віддалених точок короткого замикання?
14. Як обчислюють струми замикання на землю за ізольованої нейтралі?
15. Що таке електродинамічна і термічна стійкість струмопроводів та апаратів?
16. Як перевіряють стійкість струмопроводів і апаратів у разі коротких замикань?
17. Що таке зведений час і чому він відрізняється від дійсного часу дії короткого замикання?
18. Коли враховується дія аперіодичної складової струму під час перевірки термічної стійкості апаратів у разі коротких замикань?
19. Що таке 1-, 5- і 10-секундний струм термічної стійкості?

РОЗДІЛ 12

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

12.1. Призначення релейного захисту і вимоги до нього

У процесі експлуатації електричної системи можливі різні порушення нормального режиму – спади напруги, перевантаження, короткі замикання, які можуть призвести до пошкодження і навіть руйнування електричної апаратури та струмопроводів. Безпосередніми причинами аварій можуть бути пошкодження ізоляції або помилкові дії обслуговчого персоналу у разі оперативних перемикань (наприклад, вимикання роз'єднувачем значних струмів навантаження, вмикання лінії під напругу за залишеного після ремонту заземлення та ін.) [67,68].

Щоб зменшити збитки, спричинені короткими замиканнями, пошкоджений елемент слід вимкнути за можливості скоріше. Людина не спроможна достатньо швидко відшукати і ліквідувати пошкодження. Тому захист електроустановок від аварій або порушень нормального режиму здійснює спеціальний автоматичний пристрій, що називається *релейним захистом*.

Релейний захист – це сукупність спеціальних пристроїв і засобів (реле, вимірювальних трансформаторів та інших апаратів), яка забезпечує автоматичне вимикання пошкодженої частини електроустановки або мережі. Якщо пошкодження не викликає безпосередньої небезпеки для установки, то релейний захист діє на сигнал, не вимикаючи її.

Релейний захист має, по-перше, виявити пошкодження, по-друге, вимкнути пошкоджений елемент, щоб запобігти його руйнуванню, а також зберегти нормальну роботу інших елементів, по-третє, дією на автоматику (автоматичне повторне вмикання, автоматичне введення резерву) відновити нормальне електропостачання споживачів.

Релейний захист може складатися з одного або кількох узгоджених реле, що у разі порушення нормального режиму забезпечують автоматичне відокремлення пошкодженої ділянки і подають сигнал обслуговчому персоналу. В загальному вигляді релейний захист може мати чотири основних органи: *пусковий, виконавчий, сповільнювальний і регулювальний*. Пусковий орган *реагує* на зовнішній параметр, і коли той досягає певного значення,

подає імпульс виконавчому органу. Для сповільнення дії пускового органу використовують сповільнювальний орган (реле часу), який забезпечує витримку часу. Якщо виконавчий орган (проміжне реле) діє на зміну уставок пускового органу або інших пристроїв, то такий виконавчий орган називається *регулювальним*.

Основними вимогами, що ставлять до релейного захисту, є:

а) вибірність дії (селективність), тобто вимикання лише пошкодженої ділянки;

б) швидкість дії, завдяки чому забезпечується безперебійність електропостачання непошкоджених елементів, зменшується загроза пошкодження апаратури аварійними струмами і підвищується стійкість паралельної роботи кількох джерел електроенергії;

в) висока чутливість, що забезпечує вимикання ділянки у разі замикання в будь-якій точці зони захисту і на початку аварійного режиму, коли електрична апаратура і струмопроводи ще не пошкоджені дією струмів короткого замикання;

г) висока надійність роботи, за якої відмова чи помилкове спрацювання релейного захисту практично виключається.

Для задоволення цих вимог потрібно правильно вибирати захист, якісно його монтувати і технічно грамотно експлуатувати.

Вибірність захисту забезпечується здійсненням релейного захисту окремих елементів (генераторів, трансформаторів, шин, ліній) окремими, узгодженими між собою релейними пристроями. Узгодженість досягається вибором уставки за струмом, напругою, витримкою часу, напрямком потоку аварійної потужності, значенням опору, яке визначає відстань від місця установки захисту до аварійної точки та ін.

Вимога вибірності не виключає можливості роботи захисту як резервного за відмови захисту або вимикача на сусідній ділянці. Таке резервування називається *дальнім*. Якщо воно неможливе, а його відсутність за відмови основного захисту може призвести до важкого пошкодження, то використовують спеціальні пристрої резервування відмови вимикачів або вимикального захисту. Таке резервування називається *ближнім*.

Якщо пошкодження виявляє релейний захист, а вимикає його вимикач, то швидкість дії захисту складається з тривалості роботи релейного захисту і роботи вимикача.

Вимога чутливості захисту забезпечує зменшення розмірів пошкоджень елементів обладнання і забезпечує більш надійну роботу непошкоджених елементів.

Принцип дії, необхідні реле і схеми захисту вибирають відповідно до конструкції елемента, що захищається, режиму роботи нейтралі, напруги, потужності, умов стійкості паралельної роботи тощо.

За принципом дії розрізняють такі основні типи релейного захисту:

1) *струмовий захист*, який діє тоді, коли струм в електроустановці більший від наперед заданого значення; якщо струмовий захист доповнений органом направлення потужності, то захист називають *струмовим направленим*;

2) *дистанційний захист*, який діє з витримкою часу, яка автоматично збільшується із збільшенням відстані (дистанції) від місця знаходження захисту до місця пошкодження;

3) *диференціальний захист*, який діє тоді, коли різниця двох або кількох значень струму більша від заданого значення (значення струму відповідають початку і кінцю захисної зони).

Захищають окремі елементи електричних установок. Тому на практиці розрізняють захист генераторів, трансформаторів, електричних мереж, шин станцій і підстанцій, електродвигунів та ін.

12.2. Класифікація реле захисту і принцип дії реле

Реле – це автоматично діючий апарат, в якому у разі досягнення заданого значення вхідної величини відбувається стрибкоподібна зміна режиму вихідного кола. Це явище називається *релейним ефектом*.

На рис. 12.1 показано зміну вихідного параметра під час роботи реле струму. У разі збільшення струму в обмотці реле максимального струму до заданого значення, що називається *уставкою* ($I_{уст}$), реле спрацьовує і замикає свої контакти, внаслідок чого в оперативному колі виникає струм.

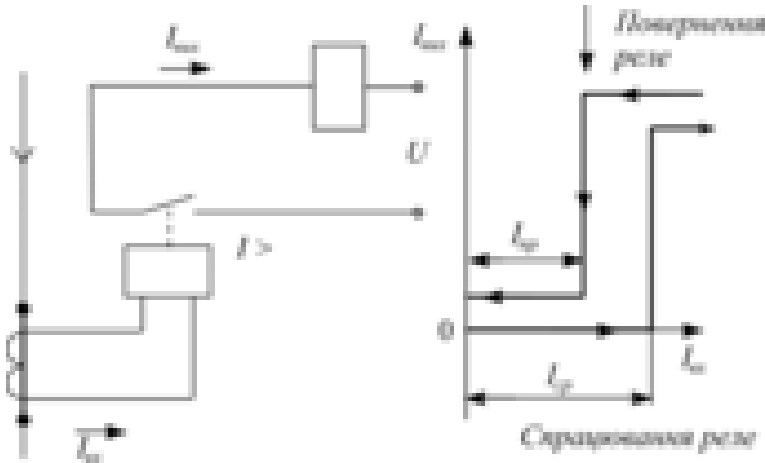


Рис. 12.1. Зміна вихідного параметра під час роботи реле струму

Найменше значення струму, за якого реле спрацює, називають *струмом спрацювання реле* ($I_{C.P.}$). Відхилення цього значення від уставки реле ($I_{уст}$) характеризує *точність роботи реле*. Для релейного захисту точність спрацювання має становити $\pm 5\%$.

Якщо струм в обмотці зменшуватиметься, то реле повернеться у вихідне положення за струму, меншого від $I_{C.P.}$. Поверненню реле перешкоджають сили тертя, магнітна інерція та деякі інші фактори. Найбільше значення струму, за якого реле повертається у вихідне положення, називається *струмом повернення* ($I_{П.Р.}$).

Відношення струму повернення до струму спрацювання називається *коефіцієнтом повернення реле* $k_{П.Р.}$. Для струмових реле $k_{П.Р.} = I_{П.Р.} / I_{C.P.}$, а для реле напруги – $K_{П.Р.} = U_{П.Р.} / U_{C.P.}$

Електричні реле, що використовуються в схемах релейного захисту, поділяють на *електромагнітні, індукційні, електродинамічні, електронні, теплові, напівпровідникові*. Принцип дії цих реле аналогічний до принципу дії електровимірювальних приладів. Із неелектричних реле, що використовуються в установках

електропостачання, найбільш поширені *газові та механічні реле частоти обертання*.

Під час коротких замикань та інших порушень нормального режиму в електричних установках змінюються електричні й неелектричні параметри: струм, напруга, опір, потужність, частота, частота обертання електромашини, температура тощо. Залежно від параметра, на зміну якого реагує реле, розрізняють *реле струму, реле напруги, реле опору, реле частоти, реле потужності* тощо.

За характером зміни параметра розрізняють *максимальні реле*, які спрацьовують у разі збільшення значення вхідного параметра, і *мінімальні реле*, що діють за його зменшенні.

За способом вмикання в коло розрізняють *первинні і вторинні реле*. Перші більш громіздкі за конструкцією, оскільки їх в коло, що захищається, вмикають безпосередньо і вони зазнають значних електродинамічних і термічних навантажень. Для перевірки первинного реле доводиться вимикати електричне коло, що захищається, а це створює певні незручності під час експлуатації. Тому первинні реле використовують здебільшого лише в установках напругою до 1000 В і сільських мережах напругою 10 кВ де використовують вимикачі.

Вторинні реле вмикають до вторинної обмотки трансформаторів струму чи напруги. Вони ізольовані від первинних кіл і тому не мають недоліків, характерних для первинних реле. Перевірку їх чи регулювання можна здійснювати без вимикання первинного кола. Крім цього, вторинні реле розраховані на певні струми і напруги, незалежно від струму чи напруги первинного кола.

За способом дії на вимикач розрізняють *реле прямої і посередньої дії*. Перші у разі спрацювання діють безпосередньо на механізм вимикання вимикача, для своєї роботи вони не потребують оперативного струму. Це спрощує захист. Проте, оскільки безпосередня дія на механізм вимикання вимикача потребує виконання порівняно великої механічної роботи, конструкція реле ускладнюється. В сільськогосподарській енергетиці, де перш за все важлива простота релейного захисту, використовують здебільшого вторинні реле прямої дії.

Реле посередньої дії на механізм вимикання вимикача діє через проміжний електромагнітний механізм (котушку вимикання вимикача).

Для живлення цієї котушки необхідний оперативний струм, а це в значній мірі ускладнює схему релейного захисту. Однак вторинні реле посередньої дії найповніше задовольняють вимоги високої точності і надійності. Вони мають мінімальну потужність власного споживання, оскільки здійснюють роботу лише із замикання і розмикання своїх легких контактів оперативних кіл.

12.3. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту

Більшість фірм виробників устаткування РЗА припиняють випуск електромеханічних реле і пристроїв і переходять на цифрову елементну базу.

Перехід на нову елементну базу не приводить до зміни принципів релейного захисту і електроавтоматики, а тільки розширює її функціональні можливості, спрощує експлуатацію і знижує її вартість. Саме з цих причин мікропроцесорні пристрої дуже швидко займають місце застарілих електромеханічних і мікроелектронних реле.

Основні характеристики мікропроцесорних пристроїв захисту значно вищі, ніж у мікроелектронних, а тим більше електромеханічних. Так, потужність, споживана від вимірювальних трансформаторів струму і напруги, знаходиться на рівні 0,1-0,5 ВА, апаратна погрішність – в межах 2-5%, коефіцієнт повернення вимірювальних органів становить 0,96-0,97.

Світовими лідерами у виробництві пристроїв РЗА є європейські концерни ALSTOM, ABB і SIEMENS. Загальною для них є тенденція все більшого переходу на цифрову техніку. Цифрові захисти, що випускаються цими фірмами, мають високу вартість, яка, втім, виправдовується їх високими технічними характеристиками і багатофункціональністю. Мікропроцесорну апаратуру випускають і інші фірми: GE Multilin, SEL. Перехід на цифрові способи обробки інформації в пристроях РЗА не привів до появи яких-небудь нових принципів побудови захисту електроустановок, але суттєво поліпшив експлуатаційні якості реле.

Сучасні цифрові пристрої РЗА поєднують у межах єдиного інформаційного комплексу функції релейного захисту, вимірювання, регулювання і управління електро-установкою. Такі пристрої в

структурі автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУ ТП) енергетичного об'єкта є крайовими пристроями збору інформації. У інтегрованих цифрових комплексах РЗА з'являється можливість переходу до нових нетрадиційних вимірювальних перетворювачів струму і напруги – на основі оптоелектронних датчиків, трансформаторів без феромагнітних сердечників тощо. Ці перетворювачі більш технологічні під час виробництва, мають дуже високі метрологічні характеристики, але малу вихідну потужність і непридатні для роботи з традиційною апаратурою.

Цифрові пристрої РЗА різного призначення мають багато спільного, а їх структурні схеми дуже схожі і подібні представлені на рис. 12.2. Центральним вузлом цифрового пристрою є мікропроцесор (CPU), який через свої пристрої введення-виведення обмінюється інформацією з периферійними вузлами. За допомогою цих додаткових вузлів здійснюється сполучення мікропроцесора із зовнішнім середовищем: датчиками початкової інформації, об'єктом управління, оператором тощо.

Слід зазначити, що в реальному пристрої РЗА може використовуватися декілька мікропроцесорів (CPU), кожен з яких буде зайнятий рішенням окремого фрагмента загального завдання для забезпечення високої швидкодії. Так, фірма ALSTOM для цього використовує один потужний процесор, а фірма ABB використовує 4-10 мікропроцесорів, що працюють паралельно.

Неодмінними вузлами цифрового пристрою РЗА є: вхідні U1-U4 і вихідні KL1-KLj перетворювачі сигналів, тракт аналого-цифрового перетворення U6, U7, кнопки управління і введення інформації від оператора SB1, SB2, дисплей H для відображення інформації і блок живлення U5. Сучасні цифрові пристрої, зазвичай, оснащуються і комунікаційним портом X1 для зв'язку з іншими пристроями.

Основні функції зазначених вузлів такі:

- вхідні перетворювачі забезпечують гальванічну роз'язку зовнішніх ланцюгів від внутрішніх ланцюгів пристрою. Одночасно, вхідні перетворювачі здійснюють приведення контрольованих сигналів до єдиного вигляду (як правило, до напруги) і нормованого рівня. Тут же здійснюється попередня частотна фільтрація вхідних

сигналів перед їх аналого-цифровим перетворенням. Одночасно приймаються заходи із захисту внутрішніх елементів пристрою від дії перешкод і перенапружень. Розрізняють перетворювачі вхідних сигналів аналогові (U3, U4) і логічні (U1, U2). Перші виконують так, щоб забезпечити лінійну (або нелінійну, але з відомим законом) передачу контрольованого сигналу у всьому діапазоні його зміни. Перетворювачі логічних сигналів, навпаки, роблять чутливими тільки до вузької області діапазону можливого знаходження контрольованого сигналу;

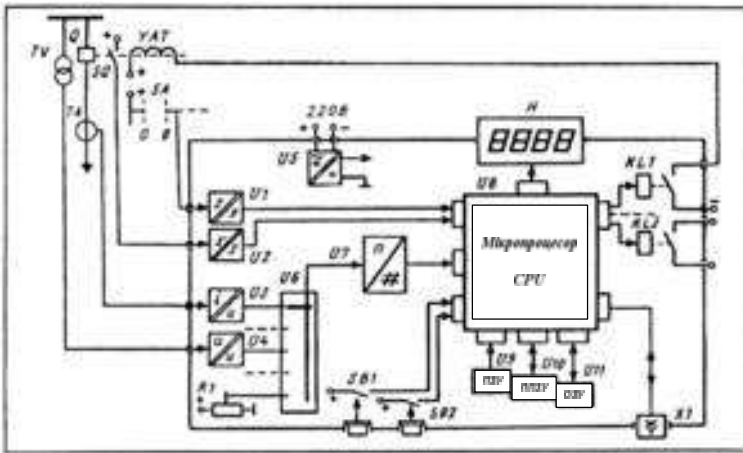


Рис. 12.2. Структурна схема цифрового пристрою захисту

- вихідні релейні перетворювачі. Дії реле на об'єкт, що захищається, традиційно здійснюється у вигляді дискретних сигналів управління. При цьому вихідні ланцюги пристрою захисту виконуються так, щоб забезпечити гальванічну розв'язку комутованих ланцюгів як між собою, так і щодо внутрішніх ланцюгів пристрою РЗА. Вихідні перетворювачі мають володіти відповідною комутаційною здатністю і загалом забезпечувати видимий розрив комутованого ланцюга;

- тракт аналого-цифрового перетворення включає мультиплексор U6 і власне аналого-цифровий перетворювач (АЦП) – U7. Мультиплексор – це електронний комутатор, що по чергові подає контрольовані сигнали на вхід АЦП. Застосування мультиплексора дозволяє використовувати один АЦП (як правило, дорогий) для декількох каналів. У АЦП здійснюється перетворення миттєвого значення вхідного сигналу в пропорційне йому цифрове значення. Перетворення виконуються із заданою періодичністю. У подальшому в мікропроцесорі за цими вибірками з вхідних сигналів розраховують інтегральні параметри контрольованих сигналів – їх амплітудні або діючі значення;

- блок живлення (БП) – U5 – забезпечує стабілізованою напругою всі вузли даного пристрою, незалежно від можливих змін напруги в живлячій мережі. Звичайно це імпульсний БП від мережі постійного струму. Є також блоки живлення від ланцюгів змінного струму і напруги;

- дисплеї і клавіатура є неодмінними атрибутами будь-якого цифрового пристрою, дозволяючи операторові отримати інформацію від пристрою, змінювати режим його роботи, вводити нову інформацію. Треба відзначити, що дисплей H і клавіатура SB1, SB2 в цифрових реле, зазвичай, реалізуються в максимально спрощеному вигляді: дисплей — цифробуквенний, одно- (або декілька-) рядковий; клавіатура – декілька кнопок;

- порт зв'язку із зовнішніми цифровими пристроями. Перевагою цифрових пристроїв є можливість передачі наявної інформації в інші цифрові системи: АСУ ТП, персональний комп'ютер тощо, що дозволяє інтегрувати різні системи, економлячи на каналах зв'язку, витратах на попередню обробку сигналів тощо. Комунікаційний порт – необхідний елемент для дистанційної роботи з даним пристроєм.

12.4. Релейний захист ліній розподільних електромереж напругою 6–10 кВ

Для захисту розімкнутих сільських електричних мереж найчастіше використовують максимальний струмовий захист і струмову відсічку – пристрої порівняно прості за конструкцією,

дешеві і надійні в експлуатації. Спрацьовують вони за збільшення струму понад задане значення. Відрізняються між собою вони тим, що максимальний струмовий захист діє з видержкою часу, а струмова відсічка – без видержки часу. Якщо обидва пристрої використовують для захисту однієї і тієї ж ділянки лінії, то струм спрацювання реле відсічки вибирають значно більшим, ніж струм спрацювання реле максимального струмового захисту.

Максимальний струмовий захист потрібно встановлювати на кожній ділянці. У радіальних мережах з одностороннім живленням його встановлюють на початку кожної ділянки лінії з боку живлення (рис. 12.3а), і вимикання відбувається лише у разі короткого замикання на цій ділянці або на шинах підстанції, яка від неї живиться. У разі короткого замикання в точці K , якщо струм буде більшим від струму спрацювання реле, почнуть працювати всі реле (зони A , B , V). Для забезпечення вибірності захисту треба, щоб пошкодження в точці K вимикалось лише захистом зони B , видержка часу захисту зони B (і тим більше зони A) при цьому має бути більшою, ніж захисту зони V .

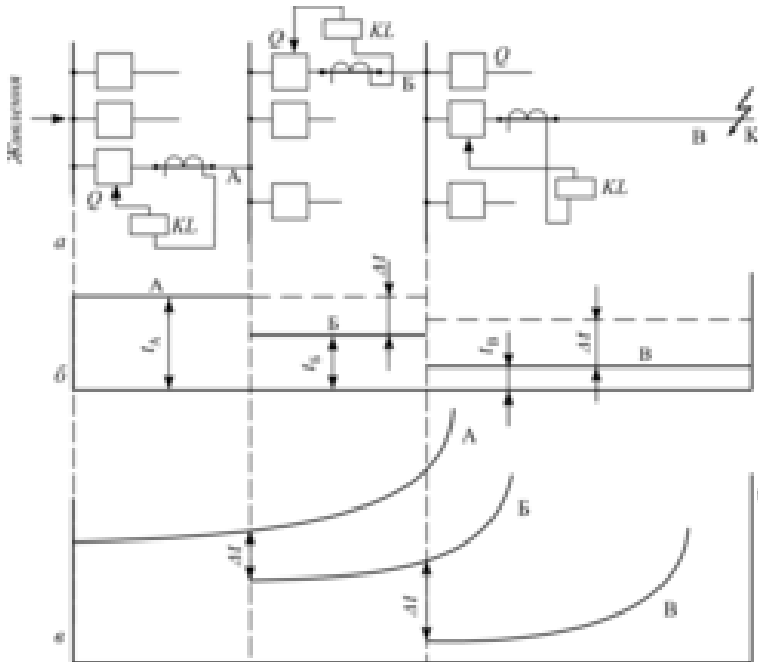


Рис. 12.3. Максимальний струмовий захист радіальної мережі

У разі пошкодження в зоні *В* має працювати захист лише цієї зони, для цього захист зони *А* повинен мати більшу видержку часу. Різниця у видержці часу має бути не меншою від заданої, яка називається *ступенем видержки часу* Δt . Якщо для захисту використовують електромагнітні реле, то видержка часу створюється за допомогою реле часу і не залежить від струму короткого замикання (рис. 12.3б). Ступінь видержки часу при цьому беруть $\Delta t = 0,4\text{--}0,6$ с. У разі використання індукційних струмових реле видержка часу забезпечується лише струмовими реле і залежить від струму короткого замикання (рис. 12.3в). У разі залежних характеристик можна забезпечити узгодження захисту різних зон без значного збільшення витримки часу на перших ділянках, ввівши більші ступені витримки часу $\Delta t = 0,6\text{--}0,8$ с. Вибірність захисту можна також забезпечити відповідним підбором струмів спрацювання реле.

Отже, в радіальній мережі, найбільш віддаленої від джерела живлення лінії, має найменший струм спрацювання і найменшу витримку часу. Захист кожної наступної ділянки має витримку часу, більшу від попереднього захисту.

Струм спрацювання захисту вибирають більшим від максимального робочого струму. При цьому захист часто чутливий і до коротких замикань на попередніх ділянках. Параметрами спрацювання максимального струмового захисту є *струм спрацювання* $I_{C.3}$ і *витримка часу* $t_{C.3}$ спрацювання захисту.

Струм спрацювання максимального струмового захисту, тобто мінімальний струм у фазах лінії, за якого захист спрацює, вибирають з урахуванням необхідності повернення захисту після вимикання короткого замикання захистом попередньої ділянки мережі і коефіцієнта самозапуску електродвигунів. Якщо лінія обладнана пристроєм автоматичного повторного вмикавання (АПВ), то після повторного вмикавання лінії від АПВ електродвигуни, які загальмувались за час безструмової паузи, отримують за цією лінією живлення і самозапускаються; лінією проходитиме великий струм пуску електродвигунів. Максимальний струмовий захист не має спрацювати в цих умовах.

Струм спрацювання максимального струмового захисту визначають за умовою:

$$I_{C.3} \geq \frac{k_H k_{СП}}{k_{П}} I_{p\max}, \quad (12.1)$$

де $k_H, k_{СП}, k_{П}$ – відповідно коефіцієнт надійності, самозапуску і повернення;

$I_{p\max}$ – максимальний розрахунковий струм навантаження, А (визначається з урахуванням навантаження резервної лінії (у режимі мережного резервування)).

Струм спрацювання захисту є первинним струмом. Струм спрацювання реле (уставка) вимірювального органа визначається струмом спрацювання захисту, коефіцієнтом трансформації трансформатора струму, а також схемою приєднання реле до трансформатора струму:

$$I_{CP} = \frac{k_{CX}}{k_{TP}} I_{C3}, \quad (12.2)$$

а з урахуванням (12.1):

$$I_{C.P} = \frac{k_H k_{СП} k_{CX}}{k_{П} k_{TP}} I_{p\max}. \quad (12.3)$$

Під час розрахунків коефіцієнт повернення $k_{П}$ вибирають у межах 0,8–0,85, коефіцієнт надійності k_H , яким враховують неточність реле, похибку під час розрахунків, – у межах 1,1–1,2; коефіцієнт схеми k_{CX} показує співвідношення між струмом в обмотці реле і вторинним фазним струмом трансформаторів струму (вважають, що за трифазного короткого замикання $k_{CX} = \sqrt{3}$ у разі з'єднання трансформаторів струму на різницю фазних струмів і $k_{CX} = 1$ в усіх інших випадках).

Коефіцієнтом самозапуску $k_{СП}$ враховують збільшення струму навантаження під час самозапуску електродвигунів і зниження напруги або зникнення її на джерелі. Для мереж сільськогосподарського призначення $k_{СП} = 1,1$ –1,8. Для ліній, що живлять промислове навантаження або йому аналогічне (тваринницькі комплекси, птахофабрики та ін.) $k_{СП}$ визначають за формулою:

$$k_{СП} = \frac{I}{\frac{I_{p\max}}{I_K^{(3)}} + 0,4}, \quad (12.4)$$

де $I_K^{(3)}$ – струм трифазного короткого замикання в точці мережі напругою 10 кВ, до якої приєднано навантаження з більшою кількістю двигунів, А.

Уставку струму спрацювання реле вибирають за паспортними даними:

$$I_{уст} \geq I_{C.P.} \quad (12.5)$$

Якщо $I_{C.P.}$ більше максимального струму уставки реле $I_{уст}$, то рекомендується збільшити k_{TP} (на один, два ступеня) і повторити перевірку струму спрацювання.

Струм первинного кола спрацювання захисту:

$$I_{C.3} = I_{уст} \frac{k_{TP}}{k_{CX}} \quad (12.6)$$

Вибраний захист слід перевірити на чутливість до струму короткого замикання в кінці зони захисту. Для цього визначають коефіцієнт чутливості k_u – відношення мінімального струму в обмотці реле у разі короткого замикання в кінці зони захисту I_k до струму спрацювання реле $I_{C.P.}$

Мінімальний струм короткого замикання буде у разі двофазного короткого замикання в мережах з ізольованою нейтраллю і однофазного короткого замикання в мережах із заземленою нейтраллю.

Коефіцієнт чутливості захисту для основної зони має бути $k_u \geq 1,5$. Максимальний струмовий захист може виконувати функції резервного захисту наступної ділянки мережі. Повноцінне резервування буде за $k_u \geq 1,2$.

Вибір вставок видержки часу максимального струмового захисту, що встановлюється на вводах, лінійних пунктах секціонування і АВР, вибирають у режимі мережного резервування (за ввімкненого вимикача АВР). Спочатку вибирають уставку найбільш віддаленого захисту від джерела живлення. Якщо струм спрацювання захисту задовольняє умову:

$$I_{C.3} \geq \frac{4 \dots 5 \sum S_{уст}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (12.7)$$

де $\Sigma S_{уст}$ – сумарна встановлена потужність трансформаторів, приєднаних до ділянки, що захищається, кВА;

$U_{ном}$ – номінальна напруга (кВ), то захист може діяти без сповільнення: $t = 0$.

За $U_{ном}=10$ кВ умова (12.7) набуває вигляду:

$$I_{с.з} \geq 0,25 \Sigma S_{уст}. \quad (12.8)$$

Якщо ця умова не задовольняється, то уставку видержки часу цього захисту приймають $t = 0,5$ с.

Для інших послідовно розміщених захистів видержку часу вибирають за картою селективності. Ступінь селективності Δt має бути таким, щоб захист на пошкодженій ділянці спрацював раніше, ніж закінчиться видержка часу захисту на наступній ділянці:

$$t_{n+1} = t_n + \Delta t.$$

Ступінь селективності Δt приймають для захисту з незалежною характеристикою 0,5 с, для реле РТ-85 в незалежній частині характеристики – 0,6 с, в залежній частині – 0,8 с; для реле РТВ і вмонтованих реле в вимикачах ВСР-10 – 1 с.

Максимальний струмовий захист набув широкого розповсюдження в радіальних мережах напругою до 35 кВ. Захист надійний, простий щодо виконання й експлуатації. Селективність забезпечується лише в радіальних мережах з одним джерелом живлення. Захист нешвидкодіючий, до того ж найбільшу видержку часу має захист головних ділянок мережі, де швидке вимикання короткого замикання особливо важливе з точки зору надійності електропостачання споживачів.

Для прискорення дії захисту ліній максимальний струмовий захист може доповнюватися *струмовою відсічкою*, яку використовують для негайного вимикання пошкодженої ділянки під час короткого замикання в певній зоні. Щоб забезпечити вибірність захисту, беруть відповідний коефіцієнт надійності k_H .

У разі віддалення точки короткого замикання від джерела живлення струм короткого замикання зменшується (рис. 12.4). Оскільки для забезпечення вибірності струм зрушення реле беруть більшим від струму короткого замикання на початку наступної зони, струмова відсічка не може резервувати дію захисту наступної зони. Більше того, струмова відсічка забезпечує захист лише 20–60%

довжини ділянки (якщо первинний струм зрушення $I_{C.P}n_{TA} = I_{KK}$, то захист забезпечується до точки K).

Під час виконання максимального струмового захисту за допомогою реле РТВ відсічка здійснюється реле типу РТМ, а у разі використання реле РТ-85 – електромагнітним елементом, що знаходиться в реле цього типу. В інших схемах вона може здійснюватись за допомогою реле типу РТ-40. Селективність струмової відсічки забезпечується відповідним вибором струму його спрацювання:

$$I_{C0} \geq k_H I_{K \max}^{(3)}, \quad (12.9)$$

де k_H – коефіцієнт надійності;

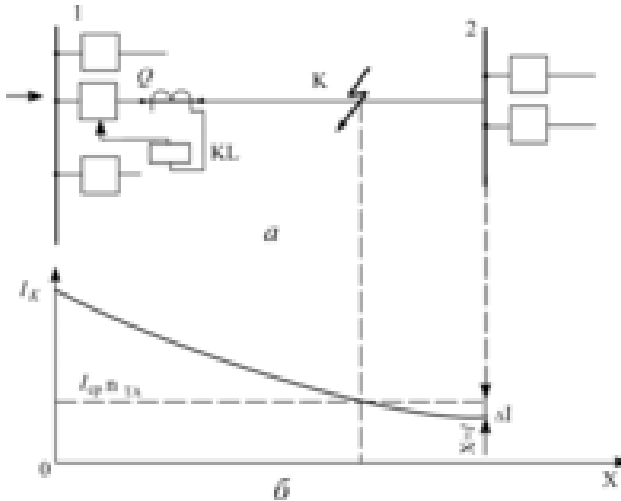
$I_{K \max}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного короткого замикання в місці встановлення більш віддаленого від джерела живлення комплексу захисту.

Для електромагнітних реле беруть $k_H = 1,2-1,3$, для індукційних – $k_H = 1,4-1,5$, а для РТМ – $k_H = 1,8-2,0$.

Для відстроювання струмової відсічки від кидка намагнічувальних струмів споживчих трансформаторів необхідно виконати умову:

$$I_{C0} \geq 0,25 \Sigma S_{yct}, \quad (12.10)$$

де ΣS_{yct} – сумарна встановлена потужність трансформаторів 10/0,4 кВ, приєднаних до лінії, що захищається.



**Рис. 12.4. Зміна струму короткого замикання
у разі переміщення точки короткого замикання
вздовж лінії електропередачі:**

a – схема вмикання захисту; *б* – зміна струму за різної віддаленості точки короткого замикання

Струм спрацювання реле струмової відсічки:

$$I_{C.P0} \geq \frac{k_{CX}}{k_{TP}} I_{C0}, \quad (12.11)$$

де I_{C0} – більша із величин за умовами (12.9) і (12.10).

За значенням $I_{C.P0}$ вибирають, згідно з паспортними даними реле струмової відсічки, $I_{уст}$.

Уточнений первинний струм відсічки (струм спрацювання захисту) :

$$I_{C.30} = \frac{k_{TP}}{k_{CX}} I_{уст}. \quad (12.12)$$

Коефіцієнт чутливості відсічки:

$$k_{\text{ч0}} = \frac{I_{K \min}}{I_{C.30}}, \quad (12.13)$$

де $I_{K \min}$ – мінімальний струм короткого замикання на початку лінії (в місці встановлення захисту).

Застосування струмової відсічки доцільне, якщо зона її дії охоплює не менше 10–15% довжини лінії, що захищається. Струмова відсічка, як правило, не захищає всю довжину лінії і тому не може бути її основним захистом.

В окремих випадках, коли захищається лінія, що живить тупикову підстанцію, використовують так звану *неселективну струмову відсічку*, яка може бути чутливою у разі короткого замикання в будь-якій точці лінії. Струм спрацювання такої відсічки вибирається за умовою:

$$I_{C0} \geq k_H I_{K0,4}, \quad (12.14)$$

де k_H – коефіцієнт надійності відсічки;

$$I_{K0,4} = \frac{S \cdot 100}{\sqrt{3} U e_K} - \text{струм короткого замикання на шинах 0,4 кВ}$$

найбільш потужного трансформатора споживчої підстанції, зведений до напруги 10 кВ;

S – потужність цього трансформатора, кВА;

U – напруга ступеня, де встановлюється струмова відсічка (як правило 10,5 кВ);

e_K – напруга короткого замикання трансформатора, %.

Для відстройки струмової неселективної відсічки від кидка намагнічуючих струмів споживчих трансформаторів, як і у раніш розглянутому випадку, необхідно виконати умову (12.10).

Неселективну струмову відсічку лінії необхідно узгоджувати із запобіжниками, які встановлюються з боку напруги 10 кВ трансформаторів споживчих підстанцій, за умовою:

$$I_{C0} \geq 1,3 I_{0,15}, \quad (12.15)$$

де $I_{0,15}$ — струм короткого замикання, за якого час плавлення вставки запобіжника ПК найбільш потужного трансформатора споживчих підстанцій не перевищує 0,15 с.

Струм спрацювання реле неселективної відсічки визначається, як і раніше, за умовою (12.11). Струм I_{C0} вибирають більшим з величин за умовами (12.14), (12.10) і (12.15). За значенням I_{Cpo} вибирають, згідно з паспортними даними, уставку реле струмової відсічки $I_{уст}$. Уточнений струм спрацювання захисту неселективної відсічки (первинний струм) визначають за формулою (12.12).

Чутливість неселективної відсічки характеризується коефіцієнтом чутливості, у разі короткого замикання в кінці лінії:

$$k_{q0} = \frac{I_K}{I_{C.30}}, \quad (12.16)$$

де I_K — струм короткого замикання в кінці лінії (перед трансформатором).

Якщо цей коефіцієнт не менший 1,5–2, то така відсічка може бути використана як основний захист в зоні, що закінчується трансформатором.

Перевагами струмової відсічки є її швидкодія (0,05–0,1 с), простота схеми, невелика вартість, можливість застосування в мережах різної конфігурації, в тому числі і з кількома джерелами живлення; основний недолік — обмеженість зони її дії.

Якщо електричні мережі захищаються запобіжниками і максимальними струмовими реле, то потрібно забезпечити узгодження їх характеристик. Між часом спрацювання запобіжника і видержки часу максимального струмового захисту попередньої ділянки має бути 0,3–0,5 с.

Для лінії напругою 6–10 кВ пропонуються мікро-процесорні (цифрові) пристрої УЗА-10 і мікроелектронні (аналогові) пристрої УЗА-АТ виробництва компанії "ЕНЕРГОМАШВІН".

Пристрої УЗА можуть працювати на постійному і змінному оперативному струмі, а також із живленням від трансформаторів струму приєднання, з використанням, за необхідності, схеми дешунтування.

Всі пристрої захисту цілком відповідають вимогам до захисту ліній 6-10 кВ. Вибір одного або іншого пристрою визначається рівнем вимог до захисту.

Мікроелектронний пристрій УЗА-АТ приблизно вдвічі дешевший за мікропроцесорний пристрій УЗА-10. Проте УЗА-10 має багато додаткових функцій, які можуть бути визначальними. Це в першу чергу можливість використовувати реле як термінал телемеханіки (ТМ), з виконанням функцій телеуправління (ТУ), телевимірювання (ТВ) і телесигналізації (ТС). Пристрій УЗА-10 запам'ятовує величину струму короткого замикання, що необхідне для аналізу роботи захисту, і обладнаний автоматичним контролем справності. Це і визначає область застосування пристроїв:

- мікроелектронні пристрої УЗА-АТ доцільно використовувати на простих підстанціях і РП де немає і не потрібний ТМ, а також у випадках модернізації захисту підстанцій із збереженням існуючих пристроїв управління і телемеханіки приєднань;

- мікропроцесорні пристрої УЗА-10 доцільно застосовувати під час будівництва і модернізації відповідальних об'єктів, з об'єднанням всіх пристроїв у локальну мережу і реалізацією всіх їх можливостей, комплексним рішенням задач релейного захисту, ТМ, ТВ і ТС. Відносно висока ціна мікропроцесорних пристроїв у такому разі виправдана вищим технологічним рівнем рішення задачі, великим набором функцій, що надаються, зменшенням витрат на кабельну продукцію. Під час модернізації підстанцій із збереженням існуючих пристроїв телемеханіки, або за відсутності необхідності в ТМ, можна застосувати простішу і дешевшу модифікацію мікропроцесорного захисту УЗА-10 без функції роботи в локальній мережі.

Зарубіжні фірми, такі як ABB, ALSTOM, SIEMENS, GE, так само пропонують широкий спектр апаратури для таких приєднань. Будь-який пристрій із пропонованих може бути використаний, набір їх функцій перевищує необхідний, і вибір конкретного пристрою визначається звичайно іншими міркуваннями, наприклад: ціною, додатковими функціями, або наявністю досить докладної документації.

Захист від замикання на землю. В мережах напругою 380/220, 660/380, 110 кВ і більше замикання однієї фази на землю є коротким замиканням, воно автоматично вимикається релейним

захистом. У мережах із малими струмами замикання на землю (із незаземленою нейтраллю або у разі заземлення через дугогасильну котушку) за однофазного замикання на землю короткого замикання не буде, проте напруга непошкоджених фаз відносно землі збільшиться в $\sqrt{3}$ рази. Міжфазні напруги при цьому не зміняться і робота споживачів не порушиться.

Проте тривала робота із замкнутою на землю фазою, небезпечна, оскільки у разі пробою на землю ізоляції іншої фази в мережі виникне міжфазне коротке замикання. Тому в мережах із малими струмами замикання на землю передбачається застосування спеціальних пристроїв для контролю ізоляції відносно землі. Такий контроль здійснюється з використанням трансформаторів напруги типу НТМИ. Схему контролю ізоляції електромереж змінного струму подано на рис. 12.5. Найбільш простою схемою контролю ізоляції є схема вмикання трьох вольтметрів (PV) на фазні напруги (рис. 12.5а). В нормальному режимі вони показують рівні за значенням фазні напруги. У разі металевого короткого замикання однієї з фаз на землю її напруга зменшиться до нуля, а для двох інших фаз напруга збільшиться до міжфазної. У разі замикання через перехідний опір різниця в напругах зменшиться. Сигналізація про замикання фази на землю здійсниться реле, яке у разі спрацювання ввімкне коло сигналізації.

На схемі рис. 12.5б нульова точка створюється штучно, вмиканням на фазні напруги трьох конденсаторів. У разі пошкодження ізоляції однієї з фаз порушиться симетрія фазних напруг і через реле KV надійде сигнал. Контроль ізоляції можна здійснювати трьома реле мінімальної напруги KV за схемою, наведеною на рис. 12.5в. Напруга замкнутої на землю фази зменшиться і її реле KV , через реле KH подасть сигнал.

На рис. 12.5г показано схему контролю ізоляції за допомогою реле напруги, ввімкненого до додаткової обмотки трансформатора НТМИ, з'єднаної у відкритий трикутник. У нормальному режимі на розімкнених виводах цієї обмотки напруга відсутня, а у разі замикання однієї з фаз на землю на розімкнених виводах з'являється напруга і спрацює реле KV , яке через реле KH подає сигнал.

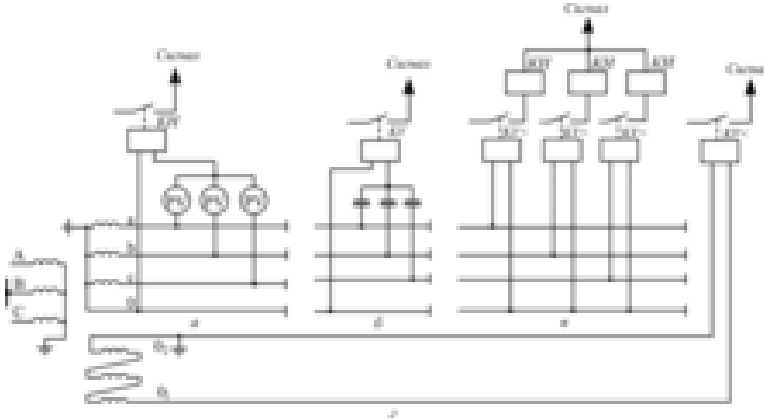


Рис. 12.5. Схема контролю ізоляції електромереж змінного струму

У мережах з ізолюваною нейтраллю допускається робота ліній з замкнутою на землю фазою до усунення замикання; при цьому персонал має оперативно відшукати місце пошкодження й усунути його. Для генераторної напруги режим однофазного замикання обмежується 2 год.

12.5. Релейний захист трансформаторів

Силкові трансформатори з обмоткою вищої напруги понад 2 кВ захищають від зовнішніх і внутрішніх коротких замикань, від перевантаження і зниження рівня масла. До внутрішніх замикань належать міжфазні замикання в обмотках і на виводах, однофазні замикання на заземлений корпус, замикання на землю в мережах із великим струмом і виткові замикання в обмотках.

Для захисту силових трансформаторів потужністю від 100 до 1600 кВ-А використовують максимальний струмовий захист, захист від однофазних замикань на землю з боку низької напруги, а для трансформаторів потужністю 400 кВА і більше, крім цього – газовий захист. Струмовий захист вибирають залежно від типу вимикальних апаратів з боку високої напруги – вимикача, вимикача навантаження або запобіжника. Застосування запобіжників і вимикачів

навантаження значно спрощує і здешевлює захист. Захист запобіжниками і вимикачами навантаження виконують для трансформаторів потужністю до 1000 кВА напругою до 10 кВ із запобіжниками ПКТ на 100 А і потужністю не більше 2500 кВА напругою 35 кВ з запобіжниками ПКТ 35Н на 40 А.

Високовольтні запобіжники типу ПКТ під час вибору відповідної вставки забезпечують захист трансформатора від внутрішніх пошкоджень і міжфазних коротких замикань на виводах. Номінальний струм плавкої вставки має бути більшим від номінального струму трансформатора. Крім того, необхідно, щоб запобіжник не спрацював у разі кидків струму намагнічення, викликаного вмиканням трансформаторів під напругу. З урахуванням цих умов струм плавкої вставки запобіжника вибирають за умовою:

$$I_B \geq (1,5 \dots 2,5) I_{ном}. \quad (12.17)$$

Запобіжники виконують функції всіх елементів струмового захисту, а також функції вимикача. Гранична вимикальна потужність запобіжників типу ПКТ становить 200 МВА, що достатньо для всіх випадків використання їх у сільських електричних мережах. Номінальні струми вставок запобіжників наведено в табл. 12.1.

Крім того, необхідно, щоб тривалість перегорання вставки запобіжника не перевищувала умов термічної стійкості трансформатора 10/0,4 кВ у разі коротких замикань на шинах 0,38 кВ. Для цього треба, щоб мінімальний струм короткого замикання в місці встановлення трансформатора був не менше значень, наведених у табл. 12.1, або щоб опір від джерела живлення до місця встановлення трансформатора не перевищував певних значень.

Селективність захисту забезпечується узгодженням характеристики запобіжника з характеристиками захисту попереднього ступеня захисту.

Недоліками захисту трансформаторів, виконаного за допомогою плавких вставок запобіжників, є:

а) нестабільність їх характеристик, яка може призвести до недопустимого збільшення видержки часу вмикання трансформатора у разі внутрішніх пошкоджень;

б) утруднення у разі узгодженості із захистом суміжних ділянок.

Таблиця 12.1

Вибір запобіжників для захисту споживчих трансформаторів 10/0,4 кВ

Тип трансформатора	Номинальний струм плавкої вставки, А	Мінімальний допустимий струм двофазного короткого замикання на виводах 10 кВ, А	Гранично допустимий опір до джерела живлення, Ом	Максимально допустима видержка часу спрацювання запобіжника за короткого замикання на виводах 10 кВ, с
TM25	3	20	262	0,7
TM40	5	43,3	121	0,37
TM63	7,5	77,5	67,8	0,4
TM100	15	211	24,8	0,18
TM160	20	221	23,7	0,4
TM250	30	282	18,6	1,1
TM400	50	416	12,6	1,8
TM630	75	603	8,7	1.4

Струмовий захист трансформаторів може виконуватись із використанням вторинних максимальних реле струму (прямої або посередньої дії). При цьому необхідно мати на увазі, що трансформатори малої потужності становлять для струмів короткого замикання відносно великий зосереджений опір; тому ефективність струмової відсічки для них задовільна.

Захист трансформаторів є двоступінчастим. Першим ступенем захисту є струмова відсічка, струм спрацювання якої вибирається більшим від максимального струму у разі короткого замикання за трансформатором (на шинах 0,38 кВ). Чутливість першого ступеня вважається достатньою, якщо $k_q \geq 2$ у разі короткого замикання на боці вищої напруги трансформатора.

Другим ступенем є максимальний струмовий захист, струм спрацювання якого вибирають за номінальним струмом трансформатора, а видержку часу узгоджують із витримкою часу захистів відхідних приєднань, її чутливість перевіряється за струмом у разі короткого замикання з боку низької напруги. Робота цього захисту як резервного перевіряється у разі короткого замикання в кінці елементів, приєднаних до шин низької напруги (при цьому бажано мати $k_q \geq 1,2$).

12.6. Релейний захист ліній напругою 0,38 кВ

Лінії напругою 0,38 кВ від коротких замикань захищаються автоматичними вимикачами АП50, АЗ124, АЗ134, АЗ144 або блоками запобіжник-вимикач типу БПВ-31-34. Секціонування ліній здійснюється такими самими вимикачами або запобіжниками.

Автомати АП50 використовують на підстанціях потужністю до 63 кВА включно. Вони мають електромагнітні розщеплювачі в двох фазах і теплові розщеплювачі в трьох фазах, а у вимикачах на струм 10 А і більше, крім цього – електромагнітний розщеплювач у нульовому проводі. Автомати АЗ124, АЗ134 і АЗ144 мають електромагнітні і теплові розщеплювачі в трьох фазах і незалежний розщеплювач.

Для захисту від однофазних замикань використовують струмове реле РЭ-571Т, яке вмикається в нульовий провід. Його струм спрацювання становить 1–2 $I_{ном}$ теплових розщеплювачів автоматів.

У блоках запобіжник-вимикач встановлюють запобіжники ПР2.

Номінальний струм теплового розщеплювача вибирають за розрахунковим струмом навантаження:

$$I_{ном.т} = kI_p, \quad (12.18)$$

де $I_{ном.т}$ – номінальний струм розщеплювача, А;

$k = 1\text{--}1,5$ – коефіцієнт, яким ураховують умови пуску електродвигунів, приєднаних до лінії.

Двигуни, пуск яких закінчується за 2–5 с, а частота пусків не перевищує 15 на годину, відносяться до групи з нормальними умовами пуску. Пуск двигунів з важкими умовами пуску триває більше 10 с, а частота пусків не перевищує 15 на годину.

Максимальний струм вимикання автомата має бути більшим від максимального струму короткого замикання в місці встановлення автомата:

$$I_{k.max} = \frac{400}{\sqrt{3}(Z_{TP} + Z_L)}, \quad (12.19)$$

де Z_{TP} – повний опір трансформатора, зведений до напруги 0,4 кВ, Ом;

Z_L – опір фазного проводу лінії від шин для місця встановлення автомата, Ом.

Для вибору запобіжників, що встановлюються на споживчих підстанціях, можна користуватися формулою, яка визначає струм вставки запобіжника за розрахунковим струмом навантаження I_p :

$$I_k = k_H I_p, \quad (12.20)$$

де k_H – коефіцієнт надійності (за відсутності електродвигунів $k_H = 1,1$; за значних пускових струмів $k_H = 2–2,5$).

Максимальний вимикальний струм запобіжника, як і для автоматичних вимикачів, має бути більшим за максимальний струм короткого замикання в місці його знаходження.

Чутливість захисту автоматичними вимикачами або запобіжниками залежить від найменшого струму короткого замикання в зоні захисту (однофазне коротке замикання на нульовий провід в кінці зони захисту). Остання визначається ділянкою мережі, що знаходиться між точкою встановлення захисту і точкою у разі короткого замикання. в якій забезпечується необхідна чутливість захисту.

Загальний опір від шин 10 кВ до кінця зони захисту можна визначити за формулою:

$$Z_{\Sigma} = \frac{230}{k_H I_{c.p}}, \quad (12.21)$$

де $I_{c.p}$ – струм спрацювання реагуючого елемента для теплових розщеплювачів або номінальний струм плавкої вставки запобіжника;

k_H – коефіцієнт надійності ($k_H = 1,1$ для електромагнітних розщеплювачів автоматів і для реле РЗ-571Т в нульовому проводі; $k_H = 1,5$ для захисту ЗТ-0,4УЗ; $k_H = 3$ для теплових розщеплювачів автоматів або плавких вставок запобіжників).

Граничний опір зони захисту:

$$Z_{ГР} = Z_{\Sigma} - Z_{ТР} - Z_{Л}, \quad (12.22)$$

де $Z_{ТР}$ – опір трансформатора 10/0,4 кВ струмові однофазного короткого замикання;

$Z_{Л}$ – опір петлі "фазний провід – нульовий провід" ділянки від КТП до місця встановлення захисного апарата.

Якщо опір петлі "фазний провід – нульовий провід" лінії від точки встановлення захисту до найбільш віддаленої її точки перевищує $Z_{ГР}$, то необхідно секціонувати лінію.

Струм спрацювання електромагнітного розщеплювача автомата (струмової відсічки) I_e відстроюють від струму трифазного короткого замикання $I_K^{(3)}$ в точці встановлення захисту найближчого із споживачів коефіцієнтом запасу 1,25:

$$I_e = 1,25 I_K^{(3)}. \quad (12.23)$$

Дійсне значення струму відсічки приймають ближчим до більшого паспортного значення струму відносно розрахункового або струму електромагнітного розщеплювача вимикача,

Можливість виконання відсічки в мережі напругою 0,38 кВ перевіряється за коефіцієнтом чутливості, який характеризує відношення струму короткого замикання на виводах 0,4 кВ трансформатора (струму двофазного короткого замикання в точці встановлення захисту) до струму спрацювання розщеплювача:

$$\frac{I_{K0,4}^{(2)}}{I_e} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{K0,4}^{(3)}}{I_e} \geq 1,1, \quad (12.24)$$

звідки:

$$I \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{K0,4}^{(3)}}{I_e},$$

або з урахуванням умови (12.23):

$$\frac{I_{K0,4}^{(3)}}{I_K^{(3)}} \geq 1,6.$$

Із спільного розгляду умов (12.23) і (12.24) видно, що виконання селективної струмової відсічки можливе тоді, коли відношення струмів короткого замикання на виводах 0,4 кВ трансформатора і в точці встановлення захисту ближчого споживача буде не менше 1,6. Ця умова виконується, якщо опір фазного проводу лінії від КТП до ближчого захисту буде не менше половини опору трансформатора.

Уставка максимального струмового захисту від міжфазних коротких замикань визначається струмом спрацювання цього захисту:

$$I_{с.з} = k_H k_{СП} I_{ном}, \quad (12.25)$$

де k_H – коефіцієнт надійності ($k_H = 1,25$);

$k_{СП}$ – коефіцієнт самозапуску, яким враховують збільшення струму навантаження у разі самозапуску двигунів:

$$k_{СП} = 1 + 0,25 \frac{\sum I_{\text{дов.ном}}}{I_{ном}}, \quad (12.26)$$

де $I_{\text{дов. ном}}$ – сума номінальних струмів двигунів, приєднаних до лінії, що розглядаємо;

$I_{ном}$ – номінальний робочий струм лінії.

Якщо потужність найбільшого споживача менша половини загального навантаження лінії, то узгодженість із захистом споживача забезпечується і перевірки селективності не вимагається.

За потужності найбільшого споживача більше половини загального навантаження лінії і відсутності відсічки у споживача треба провести узгодженість захисту за картою селективності.

Чутливість захисту від міжфазних коротких замикань перевіряють за формулою:

$$k_{\varphi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{c.з}}, \quad (12.27)$$

де k_{φ} – коефіцієнт чутливості;

$I_K^{(2)}$ – струм двофазного короткого замикання у найбільш віддаленій точці лінії, що захищається.

Вставку максимального струмового захисту нульової послідовності (захист від однофазних коротких замикань) вибирають за умовою:

$$I_{c.з0} \geq k_H I_{HC}, \quad (12.28)$$

де k_H – коефіцієнт надійності ($k_H=1,2$);

$I_K^{(2)}$ – максимальний струм робочої несиметрії, який у разі комунально-побутового навантаження становить $0,5 I_{ном}$.

У разі двофазних замикань на землю імпульс на вимикання може проходити як колом нульової послідовності, так і колом прямої послідовності. Аналогічно проходитиме імпульс і за близьких однофазних замикань на одному з фазних проводів, де встановлено трансформатор струму $TA1$ або $TA2$.

Чутливість максимального струмового захисту нульової послідовності перевіряють за формулою:

$$k_{\varphi} = \frac{I_K^{(1)} - I_{HC}}{I_{c.з0}} \geq 1,5, \quad (12.29)$$

де $I_K^{(1)}$ – струм однофазного короткого замикання в найбільш віддаленій точці лінії, що захищається.

Селективність максимального струмового захисту нульової послідовності з захистом споживачів перевіряють зіставлення струмових характеристик видержки часу спрацювання цих захистів.

12.7. Узгодженість релейного захисту і запобіжників

Вибірність захисту, як відомо, досягається узгодженістю роботи захисту окремих зон (ступенів). Узгодженість роботи захисту кількох ступенів може здійснюватися або відповідним вибором параметра спрацювання реле чи запобіжника (наприклад, вибором уставки струмової відсічки, номінального струму плавкої вставки запобіжників), або вибором відповідної характеристики видержки часу (у разі використання максимального струмового захисту).

Розрахунок узгодженості за видержкою часу більш складний. Розрізняють захист із *незалежною, обмежено-залежною* і *залежною* видержками часу від вхідного параметра (струму, опору та ін.). Найбільш просто узгоджуються між собою захисти із незалежною характеристикою видержки часу. В умовах сільської електрифікації часто використовують захисти з різними характеристиками видержки часу наприклад, захист струмовими реле і запобіжниками. Їх узгодженість необхідно проводити з урахуванням струмів, які через них протікають.

Для узгодженості будують карту вибірності (селективності). На осі абсцис відкладають первинний струм короткого замикання в різних точках мережі, а на осі ординат – видержку часу спрацювання захисту (рис. 12.6). Якщо в мережі кілька ступенів напруги, то всі первинні струми короткого замикання зводять до одного (будь-якого) ступеня напруги. При цьому враховують найбільш можливі струми короткого замикання.

Характеристики видержки часу для кожного захисту на карту селекційності наносять у межах від його струму спрацювання до найбільшого струму короткого замикання в місці встановлення захисту. Узгодження захисту здійснюють у зоні сумісної дії пускових органів сусідніх захистів.

Необхідно, щоб характеристики суміжних захистів за струму короткого замикання, де вони найближче сходяться, відрізнялись між собою не менш як на нормований ступінь видержки часу Δt . Під час використання електромагнітних реле $\Delta t = 0,4\text{--}0,5$ с, індукційних реле $\Delta t = 0,6\text{--}0,7$ с, а під час використання запобіжників мінімальна

відстань за вертикаллю між характеристиками має бути не менше 1 с.

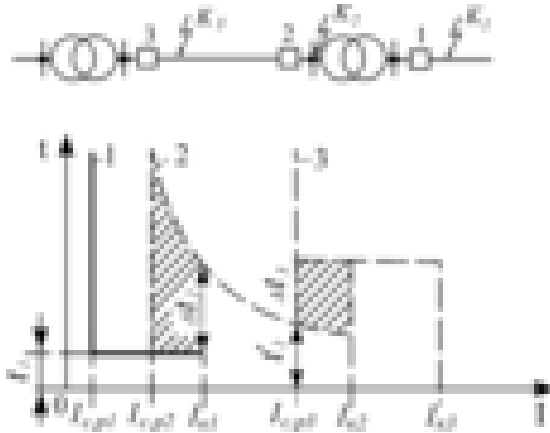


Рис. 12.6. Карта селективності захисту з різнотипними характеристиками:

1 – задано характеристику першої зони; 2 і 3 – характеристики захисту другої і третьої зон, що підбираються залежно від I_k

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які вимоги ставляться до релейного захисту?
2. Які будова, принцип дії і типи реле?
3. Який захист називається основним, резервним і допоміжним?
4. Як працює максимальний струмовий захист?
5. Як працює струмова відсічка?
6. Як працює диференціальний захист?
7. Який захист встановлюють на трансформаторах?

РОЗДІЛ 13

ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО СТВОРЕННЯ SMART GRID ТЕХНОЛОГІЙ В СИСТЕМАХ ГЕНЕРАЦІЇ, ПЕРЕДАЧІ, РОЗПОДІЛУ І СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

13.1 Проект державної програми «концепція інноваційного розвитку енергетики України на базі SMART GRID технологій»

Нові умови функціонування електроенергетики як соціально-і клієнтоорієнтованої інфраструктури, що діє в рамках приватно-державного бізнес-партнерства, зовнішні, у тому числі екологічні, виклики, підвищення вимог до технологічного та інституційного стану галузі, надійності систем визначили в більшості розвинених країн перехід до модернізації електроенергетики на базі інноваційної організаційно-технологічної платформи Smart Grid [64, 65, 66].

При цьому модернізація має на увазі не просто відновлення основних виробничих фондів, поточних та інвестиційних активів господарюючих суб'єктів усіх ланок електроенергетики, але й забезпечення енергетичної (і екологічної) безпеки та ефективності (енергетичної і економічної) за рахунок нового стану - «інтелектуальної» енергетики.

Створення такої системи - необхідність, зумовлена суттєвим ускладненням завдань структурної організації та управління в електроенергетиці в умовах реформування, зростаючим попитом на енергетичні послуги в їх кількісному та якісному вигляді, зростанням кількості джерел розподіленої генерації, зміненним статусом споживача як активного суб'єкта організаційно-господарських відносин, новими вимогами, що висуваються суспільством до екологічного, соціального та інституційного вигляду енергетики.

До числа найбільш вагомих факторів у розвитку суспільства та економіки, що обумовлюють необхідність радикальної перебудови електроенергетики відносяться:

1. Дефіцит джерел електричної енергії.
2. Постійно зростаючі вимоги споживачів до якості електричної енергії та надійності електропостачання.
3. Постійно зростаюча вартість електричної енергії.
4. Старіння і наростання дефіциту кваліфікованих кадрів в енергетичній галузі.

5. Зростаючі вимоги екологічної і промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів.

6. Зниження технологічних витрат електроенергії і матеріальних ресурсів.

У даний час починаються роботи з визначення підходів до побудови концепції створення інтелектуальної енергетичної системи в Україні, особливу увагу якої має бути приділено проблемам регіонального розвитку і розміщення генеруючих джерел усіх видів (атомних і гідро, теплових і ПДЕ) виходячи із завдань раціонального використання природних енергетичних ресурсів, вимог споживачів з нерівномірним графіком навантаження, завдань енергопостачання великих мегаполісів і децентралізованої навантаження. Це диктує нові вимоги до структури паливно-енергетичного балансу, новою схемою сегментації та ієрархії організаційної структури електроенергетики, до оптимізації міжсистемних перетоків базисного і змінного виду, що, в свою чергу, визначає необхідність розвитку активно-адаптивної мережі (магістральних і розподільних ліній електропередачі і автоматизованих систем контролю та управління).

Енергетична система на базі концепції Smart Grid є єдиним енергоінформаційним комплексом, де керовані об'єкти повинні дозволяти здійснювати дистанційне керування, а системи оцінювання ситуації та протиаварійної автоматики - знижувати надлишкові вимоги до резервів силових та інформаційних потужностей.

Поява такої системи - це можливість за рахунок нових засобів і нової організації управління функціонуванням і розвитком інтелектуальної енергетичної системи забезпечити нові властивості і нові ефекти: живучості, «цифрової» якості енергії, можливості її акумулювання, управління міжсистемних перетоками та зняття зайвих обмежень на синхронну роботу всіх частин системи, сегментацію та ієрархію силових енергетичних та інформаційних потоків, розподілу прийнятих управлінських рішень (поточних і перспективних) та відповідальності за них, оптимізації використовуваних первинних енергетичних ресурсів та

інвестиційних вкладень, а також розширене відтворення виробничих і фінансових активів, всього енергетичного потенціалу країни.

Перетворення такого рівня в електроенергетиці не тільки створюють умови (потреба і можливість) для самої модернізації електроенергетики на новій організаційній, інформаційній та технологічній основах, а й стануть потужним стимулом для інноваційного розвитку суміжних галузей (енергомашинобудування, будівництва, транспорту і зв'язку, сервісних підприємств з ремонту, налагодження та проектування), а також для розвитку енергетичної науки і професійних кадрів для енергетики.

Мета та основні завдання.

Метою програми є розробка концепції системного перетворення електроенергетики на основі Smart Grid технологій.

Концепція Smart Grid являє собою сукупність принципів, ключових цінностей і характеристик енергетичної системи майбутнього і основних елементів базису для їх реалізації.

Вихідні положення розробки та розвитку концепції Smart Grid.

1. Концепція Smart Grid передбачає системне перетворення електроенергетики і зачіпає всі її основні елементи: генерацію, передачу і розподіл (включаючи комунальну сферу), збут і диспетчеризацію.
2. Енергетична система в майбутньому розглядається як подібна мережі Інтернет інфраструктура, призначена для підтримання енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами.
3. Розвиток і функціонування енергетичної системи повинні бути спрямовані на задоволення узгодженими усіма зацікавленими сторонами основних вимог – ключових цінностей, вироблених в результаті спільного бачення усіма зацікавленими сторонами цілей та шляхів розвитку електроенергетики.
4. Довгострокове перетворення електроенергетики має бути направлено на розвиток існуючих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми та її елементів, які забезпечать найбільшою мірою досягнення цих ключових цінностей.

5. Електрична мережа (всі її елементи) розглядаються як основний об'єкт формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного поліпшення досягнутих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми.
6. Розробка концепції комплексно охоплює всі основні напрямки розвитку: від досліджень до практичного застосування і тиражування - і зачіпає наукову, нормативно-правову, технологічну, технічну, організаційну, управлінську та інформаційну сфери.
7. Реалізація концепції носить інноваційний характер і відображує перехід до нового технологічного укладу як в електроенергетиці, так і в економіці в цілому.

Початковою точкою розробки концепції Smart Grid є формування чіткого стратегічного бачення цілей і завдань розвитку електроенергетики, що відповідає майбутнім вимогам суспільства і всіх зацікавлених сторін: держави, науки, економіки, бізнесу, споживачів та інших інститутів.

В основу реалізації цього положення повинні бути покладені наступні принципи:

1. Енергетика є інфраструктурною базою розвитку економіки, в якій зацікавлені всі інститути: держава, бізнес, наука, населення та ін. Товари та послуги, вироблені в галузі, володіють високим рівнем суспільної значимості і практично не мають замінників.
2. Функціонування електроенергетики направлено на забезпечення оптимізації якості та ефективності використання всіх видів ресурсів (паливних, технічних, управлінських, інформаційних тощо) і енергетичних активів.
3. У сучасному і майбутньому суспільстві енергія розглядається як джерело (інструмент або засіб), що забезпечує отримання людиною і суспільством певних споживчих цінностей (життєвих благ, рівня комфорту і т.п.), формуючи необхідний для цього індивідуальний набір продуктів (послуг) галузі для їх задоволення.
4. Визначаючи для себе з урахуванням компромісу потреб і можливостей такий набір, рівень і характеристики цих цінностей, споживач (покупець) не повинен стикатися з обмеженнями з боку можливостей функціонування електроенергетики, вибираючи, де

йому жити, якими приладами та послугами користуватися, як здійснювати свою діяльність і т.п.

5. Задоволення потреби в електричній енергії суспільства XXI ст. має здійснюватися при одночасному істотному зниженні негативного впливу на навколишнє середовище і ресурсний потенціал планети.

Таким чином, концепція Smart Grid може бути охарактеризована, як система поглядів на електроенергетику майбутнього, що включає принципи побудови останньої з ключовими вимогами (цінностями), функціональні властивості (характеристики), що забезпечують ці вимоги, а також основні елементи базису для їх реалізації (рис.13.1).



Рис. 13.1 - Структура концепції Smart Grid

Методологія розробки концепції Smart Grid заснована на підходах, що розвиваються в сучасній теорії стратегічного управління, де базовим елементом є визначення стратегічного

бачення розвитку, що представляє собою систему поглядів на прогнозований стан об'єкта в майбутньому, тобто на роль і місце електроенергетики в сучасному суспільстві і «суспільстві майбутнього».

Ключові цінності нової електроенергетики. У сучасному і майбутньому суспільстві енергія в рамках концепції Smart Grid розглядається як джерело (інструмент або засіб), що забезпечує отримання людиною визначеного ним самим рівня життєвих благ, комфорту і т.п. Досить очевидно, що виникає при цьому різноманітність і диференціація вимог які докорінно змінюють традиційні погляди на роль, місце і цілі розвитку електроенергетики: концепція Smart Grid виходить з необхідності задоволення вимог і бажань споживачів в будь-який момент часу в будь-якому місці, і це підкреслює клієнтоорієнтований характер даної концепції.

В концепції Smart Grid різноманітність вимог визначається групою так званих ключових цінностей (key goals, англ.) Нової електроенергетики, сформульованих як:

доступність - забезпечення споживачів електроенергією без обмежень в залежності від того, коли і де вона їм необхідна, і залежно від її якості, оплачуваної споживачем;

надійність систем та якість електричної енергії – безперервність в електропостачанні споживачів, забезпечення нормативних вимог з надійності електропостачання та якості електричної енергії, швидке відновлення (самовідновлення) працездатності;

економічність – оптимізація тарифів на електричну енергію для споживачів і зниження загальносистемних витрат, введення динамічного тарифу;

ефективність - максимізація ефективності використання всіх видів ресурсів, технологій і устаткування при виробництві, передачі, розподілі та споживанні електроенергії;

органічність взаємодії з навколишнім середовищем - максимально можливе зниження негативних екологічних впливів;

безпека - недопущення ситуацій в електроенергетиці, небезпечних для людей і навколишнього середовища.

Принципово новим є тут те, що всі висунуті ключові вимоги (цінності) передбачається розглядати як рівноправні, але ступінь їх пріоритетності, рівень і співвідношення не є загальними, нормативно зафіксованими для всіх і можуть визначатися для кожного суб'єкта енергетичних відносин (енергетична компанія, регіон, місто, домогосподарство і т. п.), по суті, індивідуально.

У такій постановці завдання розвитку електроенергетики з переважно балансової (продуктової), що полягає в основному в забезпеченні балансу виробництва та споживання електроенергії та надання споживачеві регламентованого спектра послуг із заданими характеристиками, трансформується в завдання створення, розвитку та надання споживачеві і суспільству в цілому свого роду меню енергетичних можливостей (послуг).

Реалізація вищевикладених ключових вимог (цінностей) у концепції Smart Grid ґрунтується на наступних базових підходах:

1. Орієнтація на вимоги зацікавлених сторін і клієнтоорієнтованість. Вироблення і прийняття рішень з розвитку та функціонування електроенергетики здійснюється, як уже зазначалося, на основі балансу вимог усіх зацікавлених сторін з урахуванням очікуваних ними вигод і витрат, де споживачеві відведена ключова роль активного учасника та суб'єкта прийняття рішень шляхом самостійного формування своїх вимог до обсягу одержуваної електроенергії, якості та характеру її споживчих властивостей і енергетичних послуг.

Таким чином, концепція Smart Grid передбачає перехід до активного споживача. По суті, споживач стає, з одного боку, активним суб'єктом вироблення і прийняття рішень з розвитку та функціонування енергосистеми, а з іншого - об'єктом управління, що забезпечує поряд з іншими реалізацію ключових вимог.

2. Зростання ролі управління як основного фактора розвитку та способу забезпечення формованих вимог (цінностей) з відповідним різким підвищенням керованості як від окремих елементів, так і енергосистеми в цілому.

Саме зростання ролі управління розглядається як альтернатива забезпеченню вимог і функцій в електроенергетиці за рахунок нарощування потужностей та зв'язків (мереж), розвитку не

стільки через поліпшення їх традиційних фізичних, енергетичних та технологічних характеристик, скільки шляхом широкої адаптації, використання та впровадження в електроенергетиці рішень та інновацій, в тому числі з інших галузей, в першу чергу інформаційно-комунікаційних і комп'ютерних технологій.

3. Інформація виступає як головний засіб забезпечення ефективного управління. При цьому, інформаційні зв'язки перетворюються на системоутворюючий фактор, що забезпечує перехід до нової якості: від енергетичної до енергоінформаційної системи. Енергоінформаційна інфраструктура є базою для комплексного управління всією енергетичною системою на базі концепції Smart Grid, включаючи технологічну інтеграцію електричних та інформаційних мереж.

Функціональні властивості енергосистеми на базі концепції Smart Grid. Реалізація ключових вимог (цінностей) на основі розглянутих базових підходів може бути забезпечена шляхом розвитку традиційних і створення нових функціональних властивостей енергосистеми та її елементів:

1. Самовідновлення при аварійних ситуаціях: енергосистема і її елементи повинні постійно підтримувати своє технічний стан на рівні, що забезпечує необхідні надійність електропостачання і якість електричної енергії шляхом ідентифікації, аналізу і переходу від управління за фактом виникнення ситуації до превентивного (попередження) її появи.

Самовідновлювана енергосистема повинна мінімізувати збої за допомогою розгалужених систем збору даних і «розумних» пристроїв, що реалізують спеціальні методи та алгоритми підтримки та прийняття рішень, які засновані в першу чергу на розподілених принципах управління.

Діагностика стану обладнання та оцінка ймовірних ризиків його відмови ґрунтується на вимірах, що виконуються в режимі реального часу на обладнанні електростанцій, підстанцій і лініях електропередачі. При цьому під пріоритетний контроль переводяться елементи системи, що мають найбільшу ймовірність відмови, а також ті елементи, вихід з ладу яких може призвести до тяжких наслідків для всієї системи.

Аналіз наслідків аварій, можливих при даному режимі роботи, здійснюваний в режимі реального часу в енергосистемі на базі концепції Smart Grid визначає загальний стан мережі, дозволяє своєчасно спрогнозувати можливі відмови і формує список необхідних негайних дій оперативно-диспетчерського персоналу, формує і виконує керуючі команди для виконавчих механізмів електроенергетичної системи. Крім того, інтеграція розподілених енергоресурсів збільшує стійкість всієї системи, оскільки забезпечує велику кількість джерел електроенергії і дозволяє створювати ізольовані енергосистеми (енергетичні острови).

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача:

забезпечення можливості самостійної зміни споживачами обсягу і функціональних властивостей (рівня надійності, якості і т. п.) одержуваної електроенергії на підставі балансу своїх потреб і можливостей енергосистеми з використанням інформації про характеристики цін, обсягів поставок електроенергії, надійності, якості та ін (рис. 13.2).

За допомогою онлайн-додатків, що надаються комунальними службами, споживач може стежити за своїм споживанням електроенергії і регулювати його, ґрунтуючись на ціні, яка може зростати під час пікових навантажень. Програми управління споживанням забезпечать споживачам можливість управління своїми витратами на електроенергію. Можливість зміни пікового споживання дозволить також комунальним службам мінімізувати капіталовкладення та експлуатаційні витрати, що одночасно знизить навантаження на навколишнє середовище, скоротить втрати в лініях електропередачі, знижуючи використання неефективних пікових електростанцій.

Участь споживачів може приймати ряд різних форм, включаючи вибір особливого тарифного плану в режимі реального часу (динамічного тарифу, real time pricing, англ.) За допомогою надання прав комунальній службі безпосередньо контролювати певні параметри навантаження.

Крім того, енергетична система на базі концепції Smart Grid дозволить споживачам, які мають власні генеруючі установки, в години пікових навантажень виступати на ринку в якості продавця.

Для цього їм надається інформація про ціни і, відповідно, про стан системи. У цьому випадку, в «звичайний час», постачальник діє як агент споживачів, а в час високого попиту постачальник електроенергії використовує систему управління енергоспоживанням в будівлі, щоб знизити попит і передати частину енергії назад в мережу, продати, розділивши зі споживачем прибуток від продажу.



Рис. 13.2 - Можливості споживача в енергетичній системі на базі концепції Smart Grid

Можливість регулювання пікового споживання дозволить також енергетичним компаніям мінімізувати капіталовкладення та експлуатаційні витрати, що одночасно дасть можливість зниження навантаження на навколишнє середовище за рахунок скорочення втрат в лініях і використання неефективних пікових електростанцій.

3. Опір негативним впливам: наявність спеціальних методів забезпечення стійкості і живучості, знижують фізичну та

інформаційну вразливість всіх складових енергосистеми, які сприяють як запобігання, так і швидкому відновленню її після аварій відповідно до вимог енергетичної безпеки.

Енергосистема на базі концепції Smart Grid буде мати здатність проактивно діяти по відношенню до мінливих системних умов. Вона стане відслідковувати проблеми, що насуваються в системі ще до того, як вони вплинуть на надійність і якість електропостачання. Для цього передбачається застосовувати автоматичні перемикачі, «інтелектуальні» системи контролю, обладнання для альтернативного електропостачання, засоби візуалізації і т. п.

З точки зору безпеки енергосистема на базі концепції Smart Grid повинна буде давати гнучку і адекватну відповідь на будь-які несанкціоновані втручання ззовні. Алгоритми системи захисту Smart Grid будуть містити елементи стримування, запобігання, виявлення, відповіді і пом'якшення для мінімізації нападу на мережу та її впливу на економіку в цілому. Така низька сприйнятливість і гнучкість мережі зроблять її важкодоступною для терористичних атак.

4. Забезпечення надійності електропостачання та якості електроенергії шляхом заміни системно орієнтованого підходу: Smart Grid повинна дозволити значно поліпшити якість електроенергії та надійність її поставок. Інтелектуальні технології, що забезпечать двосторонні комунікації та будуть інтегровані в мережу, дозволять енергетичним компаніям більш оперативно визначати, локалізувати, дистанційно ізолювати і відновлювати електропостачання. Очікується, що реалізація концепції Smart Grid знизить екстрені виклики до 50%.

Віддалений моніторинг та контролюючі пристрої системи можуть створити самовідновлювану мережу, яка здатна скорочувати і запобігати перебоєм, а також продовжувати термін служби електричних мереж.

Енергетична система на базі концепції Smart Grid повинна мати можливість диференціювати послуги електропостачання з різними рівнями надійності і вартістю, забезпечуючи в режимі реального часу моніторинг, діагностику та швидку реакцію на зміни надійності та якості електропостачання. Рівень надійності

електропостачання може варіюватися від «стандартного» до «преміум» в залежності від уподобань споживача. Smart Grid повинна давати можливість швидко визначати причину і джерело проблем з надійністю і якістю електропостачання, а також можливість усувати цю проблему швидко і ефективно.

5. Різноманіття типів електростанцій і систем акумулювання електроенергії (розподілена генерація): оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумулювання електроенергії різних типів і потужностей шляхом підключення їх до енергосистеми за стандартизованими процедурами технічного приєднання та перехід до створення «мікромережі» на стороні кінцевих користувачів.

Для споживачів, які приймають рішення щодо використання послуг енергопостачальних організацій та керуються критерієм ефективності та корисності, повинні бути створені всі умови для створення власних генеруючих і акумулюючих потужностей, в першу чергу екологічно чистих джерел енергії, таких як вітрові, біо- та сонячні електростанції, які розглядаються як ключові у розвитку електроенергетики майбутнього.

Енергетична система на базі концепції Smart Grid повинна спростити взаємозв'язок розподіленої генерації і систем зберігання електроенергії за допомогою створення стандартизованої взаємозв'язку «мережа - генерація», близької концепції Plug and Play («підключи і працюй»), що застосовується в сучасних комп'ютерних системах. Поширення розподіленої генерації створить нові задачі наукового характеру, так як завдяки своїй більш мобільній природі і менш стабільним характеристикам, ці елементи здатні вносити суттєві зміни в режими функціонування мереж.

6. Розширення ринків електроенергії і потужності до кінцевого споживача: відкритий доступ на ринки електроенергії активного споживача і розподіленої генерації, що сприяє підвищенню результативності та ефективності роздрібного ринку.

Енергосистема на базі концепції Smart Grid надасть великі можливості щодо виходу на ринок як споживачів, так і виробників за рахунок збільшення пропускної спроможності магістральних мереж, проведення ініціатив з колективного управління споживанням,

розташуванню розподілених джерел енергії в розподільних мережах. При цьому зміна статусу споживача як учасника ринкових відносин, обумовлене можливістю створення їм власних джерел електропостачання, направлено на розвиток в електроенергетиці конкурентного середовища, на стимулювання підприємств галузі до зміни підходів і бізнес-моделей.

7. Оптимізація управління активами: перехід до віддаленого моніторингу виробничих активів в режимі реального часу, інтегрованого в корпоративні системи управління, для підвищення ефективності оптимізації режимів роботи та вдосконалення процесів експлуатації, ремонтів і заміни обладнання за його станом і, як наслідок, забезпечення зниження загальносистемних витрат.

Розвинена система знань (наукова компонента), інформації та баз даних різко збільшать можливості оптимізації режимів роботи і вдосконалення процесів експлуатації обладнання, дасть можливість проєктувальникам та інженерам приймати оптимальні рішення, у тому числі, інвестиційні. Сукупність цих змін дозволить підвищити ефективність управління як капітальними витратами, так і витратами на технічне обслуговування та ремонт обладнання.

Енергосистема на базі концепції Smart Grid буде використовувати динамічні дані, одержувані від устаткування і датчиків, щоб оптимізувати пропускну здатність мереж і знизити ймовірність аварій. Вона зменшить системні втрати, скоротить капітальні витрати і витрати на обслуговування за допомогою оптимізації використання генеруючих і мережевих ресурсів і коригування графіка навантаження. Інформація про стан мережі дозволить запобігти більшості аварій і набагато швидше провести ремонтні роботи.

13.2 SMART GRID як інноваційна платформа розвитку електроенергетичних систем

Нова ідеологія побудови і функціонування електричних мереж та систем електроспоживання потребує значних інвестицій і

повинна реалізовуватися послідовно за декількома паралельними і скоординованими напрямками, які включають:

- розвиток нових альтернативних і традиційних технологій генерації і акумулювання енергії;

- розробку нової перспективної концепції структури розподільних мереж, методів оптимізації їх параметрів;

- удосконалення методів управління діючими електричними мережами з урахуванням широкої інтеграції до них джерел розосередженої генерації;

- створення і впровадження нових комунікаційних технологій для обміну інформацією між виробниками електроенергії, розподільчими компаніями і споживачами;

- розробку принципово нових технічних і програмних засобів захисту і автоматизації електричних мереж;

- удосконалення регуляторної і тарифної політики в напрямку реалізації операцій купівлі - продажу енергії і інших видів сервісу в реальному часі;

- реформування енергоринку з метою його подальшої лібералізації.

Реалізація зазначених етапів трансформації енергетичного сектору вимагає постановки і рішення великої групи технічних, економічних, організаційних проблем і задач, більшість з яких раніше у світовій практиці майже не розглядалися [9].

У найближчому майбутньому тисячі або мільйони користувачів стануть власниками своїх особистих генераторів, при цьому одночасно стаючи виробниками та споживачами електроенергії. При цьому недостатня пропускна спроможність місцевих систем електропередач спричиняє потребу великих витрат на модернізацію ліній передачі та трансформаторів і вказує на потенційну цінність малих, розосереджених генераторів. Виробляючи деяку кількість енергії в межах місцевої мережі, малі генератори можуть знизити навантаження на обладнання систем електропередачі. Всі ці генератори будуть поєднані між собою завдяки повністю інтерактивній розумній електричній мережі. Однак при генерації електроенергії у мережу проблема пропускної здатності не зникає, що вимагає перегляду концепцій структури

розподільних електричних мереж. Ця революція буде потребувати ретельного контролю та комунікаційних технологій для забезпечення досконалої експлуатації електричних мереж, заснування нових моделей для енергетичного розподілу, а також розвитку удосконалених технологій енергетичного акумулювання, пристроїв силовій електроніки і т.і.

Тому кінцевим результатом повинно бути створення інтерактивної електричної мережі, призначеної для надання комплексу різнопланових енергетичних послуг. Джерела розподіленої генерації, інтегровані в мережу централізованого електропостачання, зможуть працювати ізольовано або паралельно з енергосистемою. Режим їх роботи повинен визначатися оперативними вимогами енергоринку. Така гнучка архітектура мереж енергосистеми дасть можливість споживачам з власними джерелами генерації і акумулювання енергії та оптимізованими режимами управління електроспоживання бути активними учасниками процесу енергозабезпечення.

Інтелектуалізація мереж надасть можливість реалізувати функції автоматичного виявлення ушкоджень, їх прогнозування та локалізації. Принципи будови і функціонування таких систем доцільно будувати за GRID технологіями, разом з комутаційною апаратурою будуть встановлюватись тільки вимірювальні комплекси із засобами передачі інформації в, так званий, аналітичний центр керування режимами. Це дозволить у майбутньому зробити мережі самокерованими і самовідновлюваними. Економічність їхнього керування буде досягатися за рахунок можливості комплексного впливу на параметри режиму. Наприклад, регулювання напруги крім використання традиційних засобів може бути реалізоване шляхом зміни генерації активної або реактивної потужності, впливом на засоби акумулювання енергії, управління графіком електроспоживання.

Аналіз стану та проблем світової енергетики.

Сьогодні способи передачі електроенергії базуються на принципах «одностороннього» зв'язку, розроблених багато десятиліть тому. Реальним є те, що сучасні енергосистеми перестануть бути централізованими і повинні будуть забезпечувати

можливість інтеграції значної кількості малих генераторів, що працюватимуть, в першу чергу, на основі поновлюваних джерел енергії. Необхідністю підвищення ефективного використання енергії підштовхують такі світові тенденції, як дефіцит енергетичних ресурсів, зростання конкуренції за ресурси та глобальне потепління. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, до 2030 року потреби людства в електроенергії зростуть до 30116 млрд. кВт·год, що більше ніж удвічі перевищує сучасні потреби [1].

Через зростання споживання електроенергії, електромережі опинилися на межі перевищення розрахункового навантаження, тож енергетичні

компанії всього світу стикаються з однаковою дилемою:

постійне зростання вимог до якості енергозабезпечення;

консервативна тарифна політика регулюючих органів не дає змоги модернізувати та оновлювати інфраструктуру.

Більшість мереж енергосистем світу побудовано ще в 50–70-х роках минулого століття, тож наразі багато обладнання, що є важливим для роботи мереж, наближається до кінця терміну експлуатації. Проте, сучасний стан не дозволяє здійснювати повномасштабну модернізацію, тому мережеві компанії змушені працювати з устаткуванням, яке вже вичерпало ресурс. Ця тенденція становить загрозу для надійності і безпеки енергетичних систем.

Зростання об'ємів пікового навантаження вимагає повної ресурсної мобілізації мережевих можностей. Сьогодні на енергоринках майже всіх країн світу зростають об'єми споживання електроенергії, як наслідок, зростають пікові навантаження, що змушує збільшувати електричну потужність. Таким чином, світові енергетичні компанії очікують на постійне зростання споживання енергії та, відповідно, збільшення потужностей транспортних і розподільних мереж. З огляду на це, включаються економічні стимули, коли електроенергетична галузь стає доступною для інтеграції малої генерації до енергосистем.

При виробництві електроенергії великою кількістю генераторів малої потужності, з економічної точки зору, доцільніше розмістити генератор ближче до споживача, щоб зменшити втрати в електричній мережі [2]. Внаслідок цього багато невеликих джерел

генерації електроенергії вбудовуються в мережі, які спочатку створювалися під крупні централізовані електростанції. Така тенденція може істотно змінити традиційну модель розподілу електроенергії. Розподільні мережі спроектовано так, щоб автоматично регулювати напругу у межах допустимих відхилень, а наявність великої кількості малих генераторів значною мірою змінює ідеологію диспетчерського управління, зокрема в частині регулювання напруги, роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики. Класичні мережі не створені для роботи зі складними режимами управління потоками енергії, які з'являються з переходом на розподілену генерацію, наприклад, з неочікуваними зворотними перетоками при відключенні генераторів у замкнених чи «умовно» замкнених розподільних мережах.

Розвиток децентралізованих електроенергетичних систем.

Одним із головних можливих напрямів розвитку децентралізованої генерації слід вважати прогнозовану організацію структурних об'єднань із багатьох локальних джерел. Цей напрям дозволяє реалізувати відомі переваги електроенергетичних систем із паралельно працюючими джерелами малої генерації перед відповідною системою автономних джерел: підвищення надійності електрозабезпечення та зниження необхідної встановленої потужності.

Крім того, такий підхід дозволяє утворити достатньо потужні джерела генерації з унікальними властивостями, які здатні виступати як організована одиниця генерації, що робить можливим диспетчерське керування з боку великої енергетичної системи. Такий напрям розвитку сприяє майже повній ліквідації розбіжностей між великими та малими джерелами генерації електричної енергії, створюючи рівні умови конкуренції між ними. Реалізація відповідних методів і технічних засобів об'єднання локальних джерел енергії між собою та із зовнішніми мережами покладається на так звані інтелектуальні мережі. Вони мають здійснювати необхідні для цього функції оптимального управління та контролю за роботою всіх елементів усередині споживчої мережі, включаючи ведення взаєморозрахунків між власниками окремих джерел, а також

функції управління всіма генераторами об'єднання з боку регіональної енергетичної системи.

Отже, інфраструктура енергетичних мереж повинна ставати все більш «розумною» для забезпечення розподілу енергії, одержаної з різних джерел. Мережі повинні вміти керувати передачею енергії та її споживанням, причому, робити це в режимі реального часу, з максимальною ефективністю та на основі використання нових вимірювальних технологій.

Створення «інтелектуальних мереж», більш відомих під оригінальною назвою Smart Grid, повинно вирішити всі ці проблеми.

Що таке Smart Grid?

Smart Grid це термін, що характеризує системи передачі, розподілу та споживання електроенергії з інтегрованими сучасними цифровими та інформаційними технологіями для підвищення якості електрозабезпечення та оптимізації електроспоживання у режимі реального часу. Визначення суті інтелектуальних мереж можна зрозуміти з мети створення інтелектуальних мереж та технологій, які вони реалізують. Мета створення Smart Grid загалом переслідує такі ключові завдання:

- підвищення надійності електропостачання та безвідмовності роботи системи (слід сказати, що початок розвитку концепції Smart Grid в США поклав ряд великих системних аварій на території країни);

- підвищення енергетичної ефективності;
- збереження навколишнього середовища.

Виходячи із зазначеної мети, а також маючи на увазі огляди і аналізи розвитку концепції Smart Grid у світі, можна виділити наступні ключові сегменти, на яких значною мірою позначиться розвиток технологій Smart Grid:

- облік енергоресурсів;
- автоматизація розподільних мереж;
- управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання;
- автоматизація магістральних електричних мереж та вузлових підстанцій і регулювання перетоків;
- електричні мережі й установки споживачів;

розвиток розподіленої генерації на основі нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії.

Для зазначених сегментів можна виділити наступні технології, які розуміються сьогодні під терміном Smart Grid для різних сегментів:

- системи автоматизованого обліку та інформаційні системи споживачів;

- інфраструктура систем зв'язку для енергооб'єктів;

- системи моніторингу стану і управління електротехнічним устаткуванням;

- системи автоматизації для підвищення надійності і безвідмовності електропостачання;

- системи, що забезпечують інтеграцію джерел електроенергії малої потужності і накопичувачів;

- системи управління даними;

- системи управління оперативними обслуговуванням мереж.

Об'єднані в єдину платформу, ці технології дозволяють по-новому підходити до побудови електричних мереж, переходячи від жорсткої структури «генерація - мережі - споживач» до більш гнучкої, в якій кожен вузол мережі може бути активним елементом. При цьому інтелектуальна мережа в автоматичному режимі проводить переконфігурацію вузла при зміні умов.

Інтелектуальна інфраструктура Smart Grid передбачає надання послуг, формування ринку інтегрованих розподілених енергетичних ресурсів і програм управління.

Основними компонентами Smart Grid є:

- інтелектуальна вимірювальна система;

- автоматизований розподіл електричної енергії, контроль і управління електроспоживанням;

- автоматизація підстанцій і розподільчих мереж;

- управління активами підприємства.

Архітектура Smart Grid.

Одним із основних чинників впровадження Smart Grid є споживання енергії з зовнішньої мережі в поєднанні з акумулюванням енергії та використанням власних джерел (як традиційних так і поновлюваних) споживачами, які можуть

регулювати графік споживання енергії в залежності від власних потреб та ціни на неї. Проблема оптимізації вимагає розробки та уточнення алгоритмів функціонування локальної системи електроживлення як підсистеми зовнішньої мережі. Зрозуміло, що така система повинна працювати у автоматизованому режимі з контролем електроспоживання у режимі реального часу.

Об'єднавши в архітектурі Smart Grid функції дозованого споживання електроенергії у визначених часових інтервалах з програмним забезпеченням для контролю і управління оптимальним балансом енергій з різнорідних джерел локальної енергосистеми, споживачі зможуть мінімізувати власні витрати на електроспоживання. Так як ціна на електроенергію збільшується в періоди високого попиту і зменшується в міжпікові та нічні години, окремі споживачі, які будуть використовувати такі підходи зможуть в рази знизити витрати на електрозабезпечення. Принципи реалізації архітектури Smart Grid базуються на технологіях проектування режимів генерації, електроспоживання та оптимального управління функціонування локальної енергетичної системи як підсистеми зовнішньої мережі.

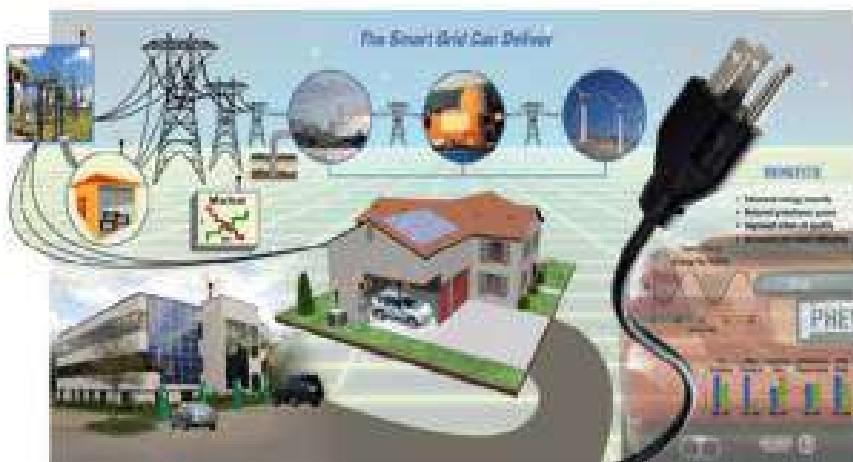


Рисунок 13.3 - Smart Grid Diagram (Source: Department of Energy of U.S.)

Важливо зазначити, що у найближчому майбутньому структура споживачів електроенергії зміниться за рахунок збільшення парку електромобілів. Це дасть можливість накопичувати значні обсяги електроенергії у акумуляторах автомобілів.

Напрямки реалізації концепції Smart Grid

Генерація електроенергії. Проблеми зміни клімату на Землі і прогнозований дефіцит органічних видів палива стимулює розвиток альтернативних джерел електроенергії. Очікується, що в майбутньому кількість таких джерел буде неухильно зростати, тобто генеруючі потужності будуть більш розподіленими, ніж концентрованими, як зараз. Характерною особливістю таких джерел є їх відносно невелика потужність і нестабільність параметрів потужності генерування. Очевидно, що для стабілізації параметрів таких джерел і їх автоматичної синхронізації з мережею необхідний досить «інтелектуальний» керуючий пристрій. Розробка принципово нових і підвищення техніко-економічної ефективності вже існуючих систем генерації електроенергії, пристроїв автоматичного керування ними, систем зв'язку, що забезпечують інформаційний обмін таких джерел з іншими елементами енергосистеми є одним з напрямків концепції Smart Grid.

Передача і розподіл електроенергії. Іншим напрямком концепції Smart Grid є вдосконалення існуючих та створення нових систем передачі та розподілу електроенергії. На сьогодні надзвичайно доцільним з точки зору економіки, стійкості енергосистем, їх надійності є розгляд концепцій структури мереж і систем управління ними на перспективу не менше 50 років, оптимальних шляхів адаптації нинішніх систем до сформованих у концепції нового розвитку.

Основною проблемою енергосистем, з точки зору, екології та режимів роботи енергетики є втрати електроенергії. Неефективне використання енергетичних ресурсів внаслідок втрат погіршує стан навколишнього середовища. До того ж, величина втрат прямо пов'язана з тарифами на електроенергію. Заходи по зменшенню втрат передбачають впровадження нових технічних рішень в систему

передачі та розподілу електроенергії, зокрема переведення мережі у замкнений режим. Найбільш ефективні з них входять до концепції Smart Grid.

Споживання електроенергії. Технологія Smart Grid працює через систему спеціальних «розумних» лічильників, встановлених на підприємствах і в житлових приміщеннях. Вони інформують про рівень споживання енергії, що дозволяє коригувати використання електрообладнання в часі і оптимально управляти електроспоживанням. Принцип оптимального споживання електроенергії пов'язаний в першу чергу з диференційними тарифами та можливістю її генерації з поновлюваних джерел чи використання накопичувача. Втім, переконання користувачів перейти до оптимального споживання енергії може увійти в конфлікт з їх комфортом. Це означає, що принципи оптимального споживання електроенергії повинні бути реалізовані автоматично. Алгоритми керування побутовою технікою переберуть на себе «розумні» лічильники – „Smart Meter“. «Smart Meter» повинні стати елементом, що поєднує інтелектуальні мережі. Саме його завданням стане управління електроспоживанням. Особливо це важливо з огляду на зростання частки поновлюваної електроенергії у загальному обсягу її споживання і стохастичний характер її надходження. Це є завданням Smart Grid для побутового електроспоживання.

Системи зв'язку та передачі даних між електроенергетичними об'єктами. Сьогодні для зв'язку та передачі інформації між різними об'єктами використовуються різні канали зв'язку. Останнім часом все ширше починають застосовуватися і мережеві технології Ethernet/Internet. Це пов'язано в першу чергу з дешевизною, з широкою поширеністю і повсюдної доступністю таких мереж з добре відпрацьованими технологією, що створює передумови в майбутньому обмінюватися величезними масивами інформації з численних компонентів енергосистеми, розсереджених на великій території. Перспективним щодо застосування в Smart Grid є технології сучасного бездротового зв'язку, таких як мережі стільникового зв'язку, WiMAX, Wi-Fi та інших, оптоволоконних каналів та технології широкосмугового зв'язку по дротах високовольтних ліній електропередач [5].

Системи обліку електроенергії. Мікропроцесорні лічильники електроенергії з'явилися на ринку вже давно і є одним з базових елементів в концепції Smart Grid. Багатотарифні мікропроцесорні лічильники, здатні виконувати розрахунки, зв'язуватися з іншими аналогічними лічильниками, накопичувати інформацію і передавати її у мережу збору даних практично застосовуються у електроенергетиці вже давно. Сучасні лічильники електричної енергії, засоби передачі даних і управління, що дозволяють передавати результати вимірювань та інтелектуалізувати управління в режимі реального часу, стають стандартними елементами архітектури Smart Grid.

Впровадження Smart Grids технологій вимагає більш високого рівня функціональних можливостей вимірювальної системи і трансформацію її і інтелектуальну вимірювальну систему для:

- заохочення споживачів до вдосконалення технології Smart Grid на основі моніторингу генерації, розподілу і споживання електричної енергії, включаючи результати управління режимами за допомогою вимірювальних систем;

- можливості формування гнучкої тарифної політики, формування рівномірності добового навантаження в об'єднаній енергосистемі;

- можливості швидкої і точної діагностики шляхом оперативного надання інформації під час ліквідації аварійних відключень обладнання і систем управління, локалізації помилок;

- підвищення надійності, швидкодії і функціональної можливості операційного обладнання і програмних додатків шляхом впровадження різних комунікаційної інфраструктури розподілу і постачання електричної енергії;

- забезпечення уточнених і своєчасних даних для управління активами і експлуатаційними витратами енергопідприємств.

Подальший розвиток інтелектуальних засобів обліку електроенергії створить передумови для запровадження динамічних тарифів, тому ці досягнення повністю відповідають концепції Smart Grid.

Релейний захист. У новій концепції Smart Grid релейний захист повинен бути поєднаний з функціями інформаційно-

вимірювальної системи. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту вимірюють струми, напруги у векторній формі, записують і накопичують інформацію про аварійні режими і спрацювання. Ця інформація може бути безпосередньо використана в майбутніх контрольно-інформаційно-вимірювальних системах Smart Grid [7]. Що стосується алгоритмів релейного захисту, то вони зазнають значних змін у зв'язку зі зміною принципів побудови електричних мереж, появою у цій мережі значної кількості керованих компонентів, що впливають на режими роботи мережі, таких як швидкодіючі компенсатори реактивної потужності, швидкодіючі струмообмежувальні пристрої і т.д. Це лише перші кроки в області реорганізації релейного захисту. Вже сьогодні цілком серйозно обговорюються питання адаптивного релейного захисту, захисту з попереджувальними функціями, багатовимірної релейного захисту, захисту з нечіткою логікою, захисту з штучним інтелектом, захисту на основі нейронних мереж і т.д.

Об'єднані в єдину платформу, технології Smart Grid дозволять по-новому підходити до побудови електричних мереж, переходячи від жорсткої структури «генерація - мережі - споживач» до більш гнучкої, в якій кожен вузол мережі може бути активним елементом. При цьому інтелектуальна мережа в автоматичному режимі буде здатна змінювати конфігурацію при зміні умов.

Тенденції розвитку Smart Grid в країнах світу

Уряди країн, що входять до Європейського Союзу, планують до 2017 року знизити споживання електроенергії на 9% за рахунок підвищення енергоефективності шляхом впровадження технології Smart Grid. Таким чином, використання «інтелектуальної» мережі дозволить скоротити витрати енергоресурсів. Сьогодні з'явилась унікальна можливість трансформувати всю застарілу систему електропостачання в світі. Впровадивши високоточні і високошвидкісні інформаційні ресурси Smart Grid, енергетичні компанії зможуть керувати всією мережею енергопостачання як єдиною системою. При цьому споживачі зможуть точно планувати та регулювати власні витрати енергії, а регулюючі структури - створювати інтелектуальну енергетичну інфраструктуру. Такого роду вдосконалення енергетичних мереж просуваються урядами

різних країн як спосіб вирішення проблем енергетичної безпеки, глобального потепління, надійності енергосистеми.

В 2010 році за даними Zpryme Research & Consulting, серед країн, які вклали кошти в розвиток технології Smart Grid, лідирує Китай та США. На рисунку показаний повний Топ-10 країн за розмірами інвестицій у технології Smart Grid.

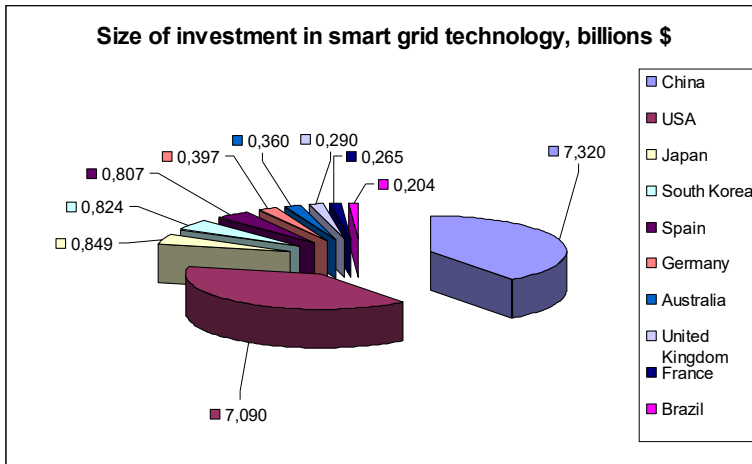


Рис. 13.4 – Розмір інвестицій
(щодо розвитку SMART GRID в Україні)

Виробництво електроенергії в Україні 2010 року зросло на 8,7%. Обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України, за оперативними даними, у 2010 році досяг 187 млрд. 910,1 млн кВт-год. За офіційними даними, втрати в енергомережах України за підсумками 2010 року становили 12,92% при нормативних 12,65. Нетрадиційні джерела енергії в 2010 році виробили близько 5,4 млн. кВт-год електроенергії.

Енергетика України потребує реформування. За оцінками західних експертів, Україна є ключовою державою в Східній Європі з інноваційних проєктів у енергетичній галузі. Довгий час виробництво альтернативної енергії було в зародковому стані. Лише в 2010 році стали помітними зрушення в плані виробництва вітрової

енергії та виробництва сонячних панелей на території України. Проте через високу їх собівартість для пересічного українця вони залишаються малодоступними. Значних темпів набули впровадження систем автоматизованого обліку та інформаційних систем для управління енергетичними об'єктами. Мають поширення технології інтелектуального управління сучасних будівель. Експерти стверджують, що дистанція між українцями та європейцями буде швидко зменшуватись в силу інтегрованості України до Європи.

Хоча для реалізації Smart Grid в Україні в першу чергу необхідні інноваційні підходи та новітні технології, загалом це не тільки технології. Здійснення Smart Grid зажадає повного переосмислення державної політики та сучасних бізнес-моделей, реальної трансформації бізнес-процесів і поведінки споживачів.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Основні положення державної програми розвитку Smart Grid технологій в енергетиці України.
2. Мета програми системного перетворення електроенергетики на основі Smart Grid технологій.
3. Якими факторами обумовлена необхідність розвитку Smart Grid технологій в енергетиці?
4. Які функціональні властивості енергосистеми на базі концепції Smart Grid?
5. Які тенденції розвитку Smart Grid технологій в енергетиці?

РОЗДІЛ 14

АВТОМАТИЗАЦІЯ

ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

І ПІДСТАНЦІЙ

14.1. Ефективність автоматизації електростанцій і підстанцій

Слово "автоматика" походить від грецького слова "ауто-матос" – сам, самодіючий, і означає в широкому розумінні сукупність приладів і механізмів, що здійснюють виробничий процес без безпосередньої участі людини [67,68].

На сучасних електростанціях за участю схем автоматичного контролю і управління здійснюються такі технологічні процеси:

- а) пуск, зупинка і регулювання роботи первинного двигуна і генераторів;
- б) регулювання процесу горіння палива, живлення котлів;
- в) синхронізація, самосинхронізація і вмикання на паралельну роботу;
- г) регулювання частоти й розподіл активного навантаження між агрегатами або електростанціями, що працюють паралельно;
- д) автоматичне аварійне розвантаження станції за частотою;
- е) контролювання режиму роботи електроустановок і захист їх (наприклад, автоматичне регулювання збудження генераторів і автоматичне гасіння поля збудження в аварійному режимі);
- ж) вмикання резервного живлення і резервного обладнання;
- з) автоматичне повторне вимикання лінії.

Кількість операцій, переведених з ручного управління на автоматичне, визначає ступінь автоматизації і залежить від типу станції, потужності й кількості агрегатів, типу обладнання тощо. Найвищого ступеня автоматизації можна досягти на гідроелектростанціях, оскільки на них працюють простіші первинні двигуни і не потрібно регулювати процес горіння палива. Перша в колишньому СРСР напіваавтоматична ГЕС біля Єрвана увійшла в дію в 1935 р. Сучасними повністю автоматизованими ГЕС керують із центрального диспетчерського пункту енергосистеми. Обслуговчий персонал відвідує їх лише під час оглядів або за спеціальним сигналом станції для усунення пошкоджень, які можуть викликати аварію. Без обслуговчого персоналу працює також багато підстанцій.

Автоматизація на електростанціях і підстанціях забезпечує такі переваги:

- 1) значне зменшення кількості аварій, що гарантує безперебійність електропостачання споживачів;
- 2) підвищення надійності роботи обладнання;
- 3) підвищення швидкості виконання технічних операцій;
- 4) зменшення кількості обслуговчого персоналу;
- 5) зменшення капіталовкладень, оскільки розміри приміщень станцій чи підстанцій зменшуються;
- 6) підвищення якості енергії внаслідок більш досконалого регулювання частоти й напруги;
- 7) покращення умов роботи обслуговчого персоналу;
- 8) зменшення собівартості електроенергії за рахунок скорочення експлуатаційних витрат.

У цілком автоматизованих електроустановках обслуговчого персоналу немає, всі їх режими забезпечуються власною автоматикою. У разі використання телекерування обслуговчого персоналу на діючій електроустановці також немає, але нормальний режим при цьому забезпечується дистанційним керуванням і контролем з центрального диспетчерського пункту, а ліквідацію аварійних режимів здійснює на цих установках власна автоматика. Широко використовується в енергетиці експлуатація електроустановок без обслуговчого персоналу, з чергуванням "на дому". За такої експлуатації аварійні режими ліквідуються власною автоматикою, а регулювання нормальних режимів здійснює персонал, що викликається з дому відповідною автоматичною сигналізацією.

Економічний ефект від автоматизації буде високим лише за органічного поєднання автоматики з основним обладнанням, взаємного узгодження операцій всього технологічного процесу.

Ступінь автоматизації, конкретні схеми і обладнання вибирають на підставі техніко-економічних розрахунків.

14.2. Автоматичне частотне розвантаження систем

Потужність P_G , яку виробляють генератори в установленому режимі, завжди дорівнює потужності P_H , яку споживають (з урахуванням втрат в окремих елементах електропередачі) :

$$P_G = P_H \cdot \quad (14.1)$$

Якщо рівність (14.1) порушується, то виникає дефіцит генерованої потужності у разі вимикання окремих генераторів і збільшення навантаження або лишок її у разі зменшення навантаження. Небаланс потужності становить:

$$\Delta P = P_G - P_H. \quad (14.2)$$

Під дією цього небалансу змінюється частота обертання всіх агрегатів енергосистеми: збільшується за $P_G > P_H$ і зменшується за $P_G < P_H$.

Регулятори частоти і потужності, впливаючи на зміну кількості води або пари, які надходять у турбіну, забезпечують умову, що описується рівнянням (14.1). Дефіцит активної потужності можна ліквідувати, якщо є мобільний "гарячий" резерв (тобто в доаварійному режимі турбіни генераторів завантажуються не повністю). Якщо такого резерву немає, то у разі дефіциту потужності агрегати енергосистеми почнуть загальмовуватись.

У разі зменшення частоти обертання агрегатів знижується частота струму. Зі зменшенням останньої зменшиться продуктивність споживачів (для вентилятора, наприклад, вона пропорційна квадрату частоти, для насосів – кубу частоти струму); зменшується і їх потужність. Процес зниження частоти струму зупиниться тоді, коли за нового її значення буде виправдовуватись рівність (14.1), тобто дефіцит потужності дорівнюватиме нулю.

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) у разі виникнення дефіциту активної потужності вимикає частину споживачів і тим самим запобігає зниженню частоти в енергосистемі до недопустимого значення. При цьому електропостачання основних споживачів не порушується, і відновити електропостачання вимкнених споживачів можна досить швидко.

Вимикання споживачів пристроями АЧР виконується так, щоб не було навіть короточасного зниження частоти струму нижче 45 Гц, час роботи з частотою нижче 47 Гц – не перевищував 20 с, а з частотою 48,5 Гц – 50 с. Сучасні пристрої мають ліквідувати будь-яку аварію незалежно від дефіциту активної потужності, його територіального розповсюдження і характеру зміни. Потужність, що

вимикається, має приблизно відповідати дефіциту, тобто АЧР має самонастроюватися на цю величину. Вимикання споживачів здійснюється кількома чергами. Здебільшого їх визначають з розрахунку на певну частоту.

На рис. 14.1 зображено схему АЧР без дальшого автоматичного вмикання. Реле зниження частоти KF діє на вимикачі через реле часу KT й вихідне проміжне реле KL . У разі спрацювання проміжного реле одночасно подається "Заборона" на пристрій АПВ. Реле зниження частоти вмикають до трансформатора напруги.

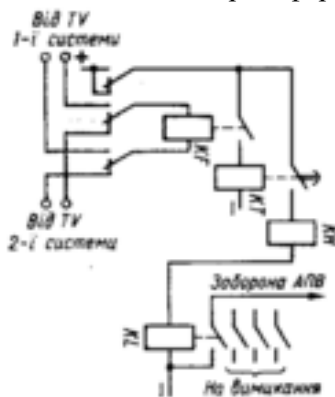


Рис. 14.1. Схема АЧР без подальшого автоматичного вмикання

14.3. Автоматичне повторне вмикання

Автоматичне повторне вмикання (АПВ) сприяє підвищенню надійності електропостачання. Пристрої АПВ призначені для автоматичного вмикання елемента, що вимкнувся, завдяки чому відновлюється робота споживачів або схема їх живлення. Для оцінювання роботи АПВ прийнято певні критерії.

1. Успішність автоматичного повторного вмикання визначається відношенням кількості успішних (результативних) вмикань до загальної кількості випадків повторного вмикання. Пояснюється це тим, що причина вимикання того чи іншого

елемента схеми електропостачання (короткочасне сплетіння проводів повітряних ліній, дуга, яка виникла внаслідок грозових розрядів або комутаційної перенапруги, короткочасне перевантаження) за час безструмової паузи може самоліквідуватися.

2. Правильність роботи пристрою АПВ, яка визначається безвідмовністю спрацювання як релейного захисту, так і комутаційного апарата (вимикача), яким здійснюється повторне вмикання електричного кола.

3. Ефективність застосування пристрою АПВ, що визначається сумою можливого збитку за рік експлуатації, якого вдалося уникнути завдяки впровадженню АПВ. Найбільшу ефективність мають АПВ повітряних ліній електропередачі з одностороннім живленням, для яких не передбачено подачі напруги від резервного джерела.

Варіанти пристрою АПВ можна класифікувати за такими ознаками:

- а) за кількістю фаз (трифазні й однофазні);
- б) за обладнанням, на яке подається напруга (повітряні або кабельні лінії електропередачі, трансформатори, шини, електродвигуни);
- в) за типом комутаційної апаратури, на яку діє АПВ (масляні і повітряні вимикачі, контактори або магнітні пускачі, запобіжники);
- г) за кратністю дії (одно-, дво- і трикратні);
- д) за способом виконання (механічні, пневматичні і електричні);
- е) за тривалістю дії (швидкодіючі, що створюють безструмову паузу 0,5 с і менше, і нормальні, з регулюванням часу безструмової паузи).

Крім перерахованих ознак, можна назвати ще спосіб контролю напруги і перевірки синхронізму.

У сільських мережах АПВ використовують для повторного вмикання повітряних ліній. Найбільш поширеним є трифазне електричне АПВ однократної дії. АПВ однократної дії найпростіше як за конструкцією самого пристрою, так і за готовністю до повторного вмикання. Проміжки часу між вмиканнями вибирають такі: перший імпульс на АПВ після вмикання кола подається через 0,3–2с, другий – через 10–15 с, а третій – через 1–5 хв.

Пристрій АПВ може запускатися або від релейного захисту, або у разі появи невідповідності між положеннями ключа і вимикача, або за всякого вимикання вимикача. В останньому випадку передбачається блокування під час вимикання вимикача обслуговчим персоналом (дистанційно чи за допомогою пристрою телемеханіки), а також під час дії певного захисту (наприклад, диференціального).

У розподільних мережах найширше використовують привод ПП-67 (привод пружинний), який здійснює вмикання вимикача під дією натягнутих пружин. Натяг пружин здійснюється автоматично двигуном типу МУН після спрацювання привода на вмикання вимикача. На схемі однократного АПВ з електричним пуском, показаній на рис. 14.2, він позначений *М* – автоматичний моторний редуктор.

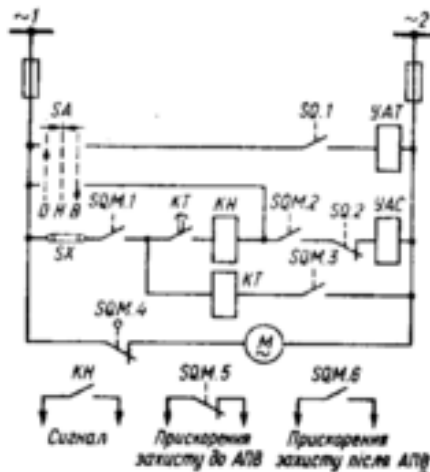


Рис. 14.2. Схема однократного АПВ електричним пуском

У нормальному режимі за ввімкненого вимикача пружини мають бути завжди натягнутими. Тому після вмикання вимикача (коли пружини розслаблені) через замкнуті блок-контакти *SQM.4* кінцевого вимикача електродвигун *М* живиться від шин керування 1, 2 і заводить пружини. Після натягнення пружин кінцевий вимикач механізму заведення

пружини привода спрацьовує, розмикаються контакти $SQM.4$ і двигун M вимикається. Пристрій АПВ підготовлений до дії. Контакт $SQM.2$ замикається після підготовки привода до вмикання. Пуск АПВ здійснюється від контактів привода $SQM.1$ і $SQM.3$, які замикаються після вимикання вимикача Q захистом від окремого електромагніту (коло не показано). При цьому спрацює реле часу KT , яке у безструмовій паузі з видержкою часу замкне свої контакти KT . Котушка YAC одержить живлення і, спрацьовуючи, вивільнить зачіпку вмикального механізму. Під дією пружини привода вимикач Q вмикається. Після вмикання вимикача Q його блок-контакти $SQ.2$ розімкнуться і розірвуться коло живлення котушки YAC . Коло обмотки реле часу KT за успішного АПВ також розімкнеться, бо контакти $SQM.1$ і $SQM.3$ після спрацювання привода розімкнуться. У разі неуспішного АПВ реле KT залишається спрацьованим, а його імпульсний контакт – розімкнутим, поки вимикач Q не буде ввімкнутий перемикачем SA . Це забезпечує однократність АПВ. Пружини привода автоматично зводяться після успішного і неуспішного АПВ.

14.4. Автоматичне вмикання резерву

Пристрої *автоматичного вмикання резерву* (АВР) використовуються для підвищення надійності живлення споживачів. Вони здійснюють автоматичне вмикання резервного джерела живлення або резервного обладнання після аварійного вимикання основного джерела живлення або основного (робочого) обладнання. Пристрої АВР доцільно встановлювати не лише на електростанціях і в електричних мережах енергосистем, а й у разі електропостачання виробничих процесів, технологія яких не допускає навіть короточасних перерв у живленні.

Оскільки пристрій АВР вмикає резервне джерело живлення (або обладнання) у разі пошкодження основного, ефективність його не залежить від стійкості пошкодження, а успішність значно перевищує кількість успішних АПВ. За даними статистики, успішність дії пристроїв АВР в енергосистемах становить 90–95%. Неуспішним АВР може бути лише за стійких коротких замикань на шинах підстанції або в резервних лініях. Щоб уникнути вмикання резервної напруги живлення на стійке коротке замикання основного

джерела, пристрій АВР спрацює лише після повного вимикання основного (робочого) джерела від резервного об'єкта.

Схеми пристроїв АВР вибирають залежно від місцевих умов, схеми з'єднання електроустановки, типу основного обладнання тощо. У сільській електрифікації найбільш поширене автоматичне вмикання резервних ліній і трансформаторів.

Для забезпечення безперебійності електропостачання часто використовують живлення споживачів двома лініями або двома трансформаторами. Живлення споживача може здійснюватись від одного трансформатора, а інший знаходиться в резерві. Але при цьому недостатньо використовується обладнання. Частіше обидва трансформатори знаходяться в роботі, але працюють роздільно, кожний з них на частину навантаження, наприклад на окрему секцію шин підстанції. Порушення електропостачання на частині споживачів відновлюється дією АВР, завдяки чому вмикається розімкнений секційний вимикач на шинах підстанції. Живлення при цьому переводиться на одну лінію або на один трансформатор.

14.5. Власні потреби підстанцій, АВР власних потреб

На сучасних трансформаторних підстанціях всі процесії, в тому числі й 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 та ін.

На підстанціях невеликої потужності для живлення власних потреб встановлюють один трансформатор (рис. 14.3а), а на потужних підстанціях – два трансформатори (рис. 14.3б) $T_{В.П}$ напругою споживання здебільшого 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. 14.3в). Це дає можливість

після вмикання одного з силових трансформаторів підстанції виконувати операції з вимикачами на боці 6-10 кВ.

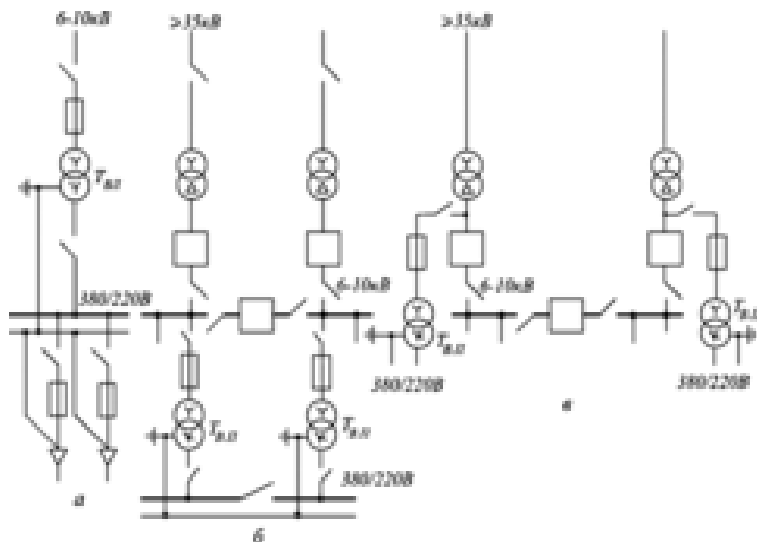


Рис. 14.3. Принципові електричні схеми живлення власних потреб

14.6. Автоматичне секціонування і вмикання резерву розподільних ліній напругою 10 кВ

Для підвищення надійності електропостачання в радіальних розімкнених 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 разі 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 в якості:

- фідера на підстанції живлення (ОРУ, РП);
- автоматичного пункту секціонування мережі з одностороннім живленням;
- автоматичного пункту секціонування мережі з двостороннім живленням (в 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 наступні 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-80с-В); можливість інтеграції в 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 в проведенні поточних, середніх і капітальних ремонтів протягом усього терміну служби.

Застосування реклоузера РВА / TEL дає можливість:

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



Рис. 14.6. Вакуумний реклоузер РВА / TEL (загальний вигляд) напругою 10 кВ

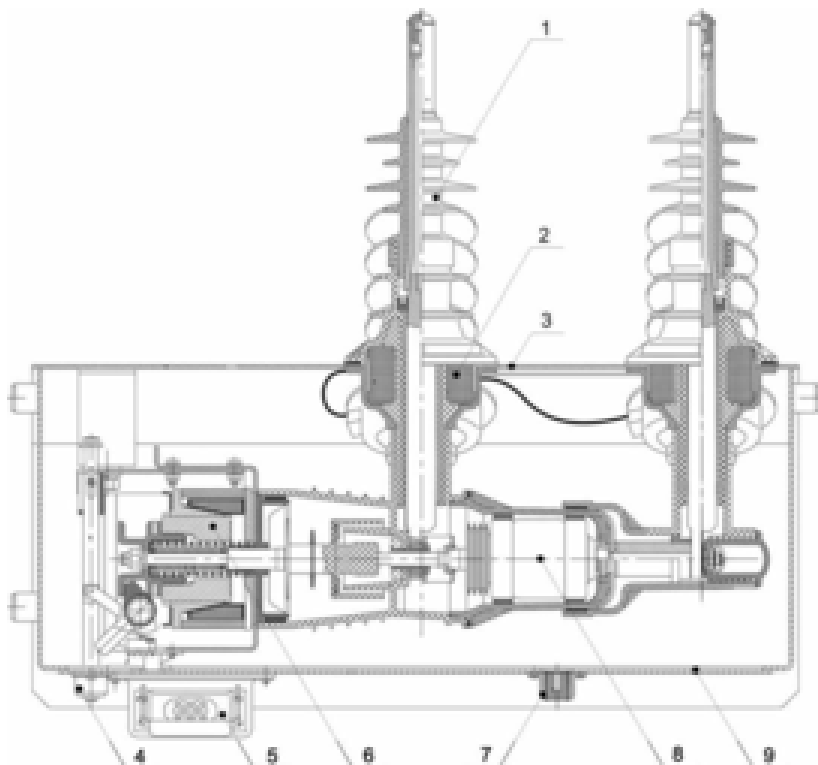


Рис. 14.7. Будова вакуумного реклоузера РВА / TEL:

1—проходні ізолятори; 2—комбіновані датчики струму і напруги;
3—верхній кожух; 4—механізм ручного вимикання; 5—колодка
штепсельного раз'му; 6—привод ВВ/TEL; 7—отвір для зливання
конденсату; 8— вакуумна камера ВВ/TEL; 9— нижня кришка

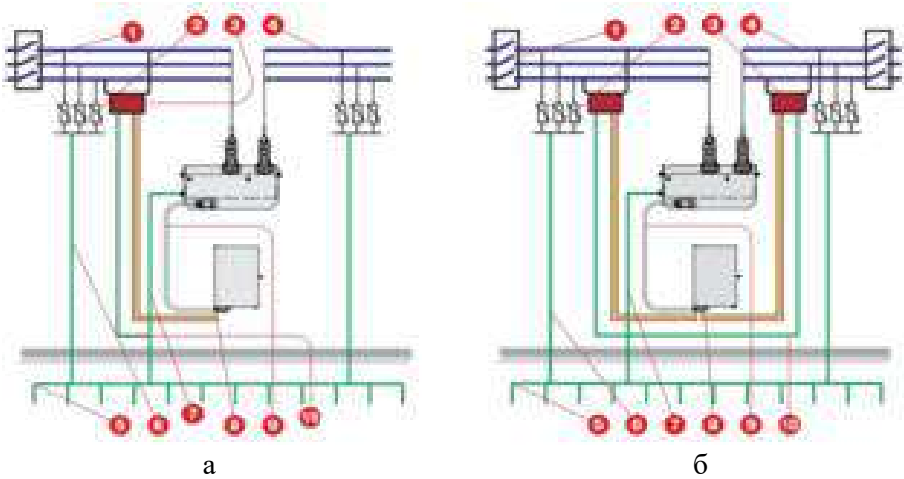


Рис. 14.8. Секціонування ліній електропередачі 6-10 кВ з одностороннім а) і двостороннім б) живленням: 1 – лінійний роз'єднувач; 2 – обмежувач перенапруги (ОПН); 3 – трансформатор власних потреб; 4 – ЛЕП 10 кВ; 5 – контур заземлення опори; 6 – спуск заземлення ОПН; 7 – спуск заземлення шафи керування і комутаційного модуля; 8 – кабель зовнішнього живлення шафи керування; 9 – з'єднувальний кабель; 10 – заземлення трансформатора власних потреб



Рис. 14.9. Вакуумний реклоузер РВА / TEL на повітряній лінії напругою 10 кВ



Рис. 14.10. Вакуумний реклоузер 3AD SIEMENS (загальний вигляд), напруга 10 кВ

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які технологічні процеси електростанцій і підстанцій переводять на автоматичний контроль і управління?
2. Які переваги забезпечує автоматизація під час експлуатації електростанцій і підстанцій?
3. Як здійснюється автоматичне частотне розвантаження системи?
4. Що таке АПВ і як воно здійснюється?
5. Як працює схема АВР?
6. Чим відрізняється схема АВР односторонньої дії від схеми АВР двосторонньої дії?

РОЗДІЛ 15

ДИНАМІЧНЕ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ КОНТАКТНИХ СИСТЕМ З ВИКОРИСТАННЯМ ВЛАСТИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНАЛЬНИХ СПЛАВІВ

15.1. Аналіз електротеплових процесів у розбірних контактних системах

15.1.1. Теоретичні основи розбірних контактів

Розбірні контактні з'єднання застосовуються для жорсткого з'єднання між собою окремих струмопровідних частин електроустановок. Конструктивні виконання в залежності від геометричної форми з'єднувальних провідників (струмопровідних частин) можуть бути умовно розділені на три групи: 1) з'єднання плоских провідників; 2) з'єднання круглих провідників; 3) з'єднання круглого провідника з плоским.

На рис.15.1 наведено типи конструкцій розбірних контактних з'єднань відповідно до вищенаведеної класифікації.

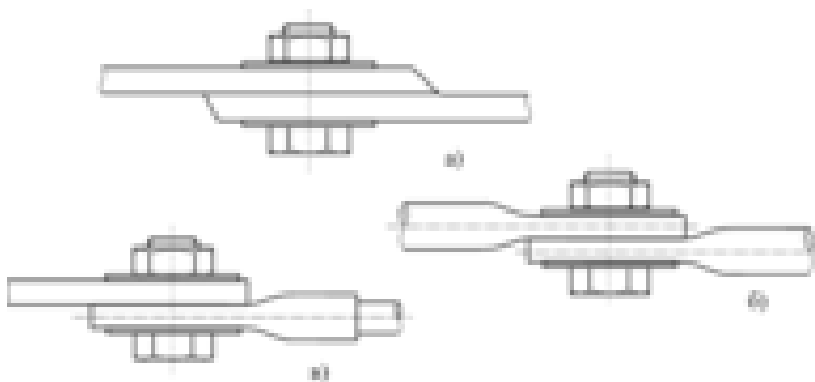


Рис.15.1. Контактні з'єднання провідників: а) – плоских (шин); б) – круглих ; в) плоского і круглого

До всіх типів контактних з'єднань пред'являється ряд вимог [40, 41,45]: надійності електричного з'єднання; достатньої механічної міцності; перегріву не вище допустимого значення при тривалому протіканні електричного струму навантаження; термічної і електродинамічної стійкості при протіканні струмів короткого замикання; стійкості проти зовнішніх впливів.

Крім цих загальних вимог до контактів різного роду в залежності від конструкції пред'являються й інші вимоги, аналіз яких буде наведено у наступних розділах.

Контактні з'єднання, являючись найбільш численними елементами електроустановок, створюють значний вплив на рівень надійності систем електропостачання і тому заслуговують особливої уваги вивчення.

Аналізу і подальшому розвитку теорії розбірних електричних контактів присвячено велику кількість вітчизняних та зарубіжних робіт [36,37,39 та ін.]. Дослідження у зазначених роботах виконується за класичною схемою. Визначається фізична суть природи та механізму відмови контактних з'єднань. При цьому стан контактів моделюється рівняннями, які відображають фізичні закономірності. Експеримент будується за умови, що всі незалежні фактори, крім одного, не змінні. Таким чином можливо визначити ізольований вплив окремих факторів на електричний та тепловий опори окремих контактів, які являються найважливішими параметрами, що визначають надійність контактних систем.

Електричний опір контактного з'єднання - це сума опорів $R_{\text{кд}}$ контакт-деталей і перехідного опору $R_{\text{пер}}$ [36]:

$$R_{\text{кз}} = R_{\text{кд}} + R_{\text{пер}} \quad (15.1)$$

Опір контакт-деталей $R_{\text{кд}}$ залежить від конструкції контактного з'єднання та визначається співвідношенням між товщиною контакт-деталей і довжиною з'єднання. Опір контакт-деталей визначається за виразом [16]:

$$R_{\text{кд}} = R'_{\text{кд}} \cdot C, \quad (15.2)$$

де $R'_{\text{кд}}$ - опір провідника довжиною, рівною довжині з'єднання. Коефіцієнт C визначається характером струморозподілу у контактному з'єднанні. Вивчення струморозподілу у плоских контактних системах [36] дало можливість оптимізувати довжину і конфігурацію з'єднання. Встановлено, що найбільш типовим значенням коефіцієнта C являється 0,5 - 0,6.

Визначальний вплив на фізичні процеси, що протікають у контактному з'єднанні, створює перехідний опір $R_{\text{пер}}$. Вивченню природи перехідного опору приділяється достатньо велика увага, так як науково обґрунтоване управління цим параметром дає можливість забезпечити необхідну надійність контактних систем.

Відомо, що поверхня контакт-деталей є шорсткою.

Найбільш гладкі поверхні мають нерівності висотою 0,03...0,2 мкм, найбільш грубі - 100...300 мкм. Відповідно дві поверхні контактують тільки в окремих точках, сукупність яких визначає фактичну площу дотику контакту.

Фактична площа дотику з точки зору електропровідності складається із наступних ділянок [44]:

а) з металевим контактом, через які протікає основна величина струму;

б) з квазіметалевим контактом, поверхня яких вкрита тонкими адгезійними і пасивуючими плівками; при цьому струм проходить завдяки тунельному ефекту;

в) які вкриті органічними плівками та плівками потускніння і не проводять електричний струм.

Виходячи з цього провідність електричного контакту визначають як суму провідностей через зони металевого і квазіметалевого контактів [44]:

$$\frac{1}{R_{\text{пер}}} = \frac{1}{R_{\text{с}}} + \frac{1}{R_{\text{тун}}}, \quad (15.3)$$

де $R_{\text{пер}}$ - перехідний опір; $R_{\text{с}}$ - перехідний опір стягування зони металевого контакту; $R_{\text{тун}}$ - опір тунельного ефекту зони квазіметалевого контакту.

Дослідженнями [44] встановлено, що опір квазіметалевого контакту значно перевищує опір металевого контакту і відповідно, провідністю через квазіметалевий контакт можна знехтувати.

Таким чином, протікання електротеплових процесів у контактному з'єднанні визначається в основному перехідним опором металевого контакту.

При визначенні перехідного опору контактного з'єднання плоских проводів багатоточковий контакт розглядається як ряд n незалежних одноточкових контактів круглої форми з радіусом a (відповідно до теорії Р.Хольма) [62].

Радіус та кількість контактних плям обумовлені фізико-механічними властивостями та мікроструктурою контакт-деталей. Тому дослідження $R_{\text{пер}}$ базується на вивченні впливу цих факторів.

Моделюванню шорстких поверхонь присвячено багато робіт [36,44 та ін.]. Нерівність профілю контактів класифікують наступним чином:

- макровідхилення - поодинокі відхилення форми від номінальної (регулярно не повторюються);
- хвилястість - сукупність періодичних відхилень (підвищень та впадин), які близькі за розмірами (висота 0,03...500 мкм) та розташовані один від одного на відстані 0,25...300 мкм;
- шорсткість - сукупність нерівностей з відносно малою довжиною (0,001...8мкм) та висотою від 0,03 до 300 мкм.

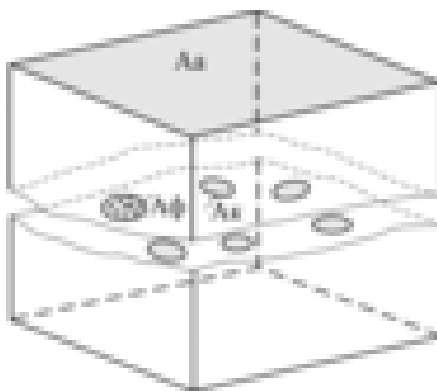


Рис.15.2. Площа контактування двох шорстких поверхонь

Під площею контактування або номінальною площиною дотику розуміють поверхню, яка обмежена геометричними розмірами контактуючого елементу. При контактуванні твердих тіл внаслідок хвилястості та макровідхилень форми на значній частині номінальної площини дотику A_a не відбувається контактування мікровиступів. Хвилястість поверхні визначає ті зони, в яких групуються місця контактування цих виступів. Сума таких зон утворює контурну площу дотику A_k (рис.15.2) [44].

У свою чергу сума елементарних площадок, які розташовані в середині контурної площини і утворюється в результаті дотику і деформації мікровиступів, називається фактичною площиною дотику A_ϕ .

Найбільш вдала методика визначення перехідного опору контактного з'єднання з точки зору мінімальної похибки розрахунків, запропонована у роботах [36,43,44], де:

$$R_{\text{пер}} = \rho_o \cdot \frac{\pi \cdot S_m \cdot P_\phi}{8 \cdot \lambda \cdot N}, \quad (15.4)$$

де ρ_o – питомий опір матеріалу контактів; S_m - середня довжина нерівностей профілю контакту; P_ϕ - фактичний контактний тиск; N - зусилля контактного тиску. $N = P_k \cdot A_k$; P_k - контурний тиск; A_k - контурна площа дотику; λ - константа, що визначається відношенням радіусів металевої плями та плями дотику (дослідження [44] меж зміни константи λ показали, що типове значення $\lambda \approx 0.02$).

Параметри електричного опору та мікротвердості матеріалу контактів проявляють досить велику чутливість до впливу температури. Наприклад, при зміні температури у межах від 0 до +200 °С питомий електричний опір алюмінію зростає в 1,9 рази, а мікротвердість зменшується в 1,6 разів. Тому при теоретичному моделюванні необхідно враховувати даний фактор.

При проведенні математичного моделювання можна скористатися апроксимованими виразами [35]. Наприклад, для контакт-деталей із шинного алюмінію відповідно до ГОСТ 4784-84 залежність питомого електричного опору від температури є наступною [35]:

$$\rho_{\text{кд}}(\theta) = \rho_0 \cdot (1 + 0,0042 \cdot \theta + 3 \cdot 10^{-6} \theta^2), \quad (15.5)$$

де ρ_0 - питомий опір контакт-деталей при температурі +25 °С, Ом·м; θ – температура нагріву контакт-деталей, °С.

Залежність коефіцієнта теплопровідності від температури для шинного алюмінію [35]:

$$\lambda_{\text{кд}}(\theta) = \lambda_0 \cdot (1 + 4 \cdot 10^{-6} \cdot \theta + 0,6 \cdot 10^{-6} \theta^2). \quad (15.6)$$

Фактичний контактний тиск $P_{\text{ф}}$ (тиск на плями фактичного контакту) визначається в залежності від виду контакту [44].

Для пластичного контакту:

$$P_{\text{ф}} = 0,8 \cdot H_{\text{кд}}, \quad (15.7)$$

де мікротвердість $H_{\text{кд}}$ металу в залежності від температури визначається за виразом [35]:

$$H_{\text{кд}}(\theta) = H_0 \cdot \frac{1 - \left(\frac{\theta}{\theta_{\text{пл}}} \right)^{\frac{2}{3}}}{1 - \left(\frac{\theta_0}{\theta_{\text{пл}}} \right)^{\frac{2}{3}}}, \quad (15.8)$$

де $\theta_{\text{пл}}$ - температура плавлення матеріалу контакт-деталей, °С; H_0 - мікротвердість металу контакт-деталей при температурі +25 °С, МПа.

Формула (15.4) дає можливість визначити $R_{\text{пер}}$ при заданому значенні сили контактного тиску N . Стандарт ГОСТ 10434-82 [38] нормує величину моменту M затяжки болтів контактного з'єднання. При цьому сила контактного тиску може бути визначена із співвідношення:

$$N = \frac{M}{0,2 \cdot d}, \quad (15.9)$$

де d - діаметр болта, м.

Теоретичний аналіз вищезазначених робіт передбачає вивчення картини станів контактних систем з урахуванням певних допущень. Наприклад, для фіксованих параметрів контактного тиску прогноуються значення перехідного опору (15.4). При цьому не враховується явище тепломеханічних деформацій і накопичення залишкових деформацій контакт-деталей та інших елементів з'єднання, які проявляються багаторазово у процесі експлуатації при проходженні струмів короткого замикання і носять випадковий характер. Розглянуті відомі теоретичні підходи не передбачають також автоматичне управління контактним тиском у процесі експлуатації контактів.

15.1.2. Аналіз залежностей температури нагріву та перехідного опору розбірного контактного з'єднання у режимі довготривалого електричного навантаження

Відповідно до величини температури (при номінальному електричному навантаженні) виділяють два стани контактного з'єднання: нормальний стан – температура контакту не перевищує величину $\theta_{\text{доп}}$; аварійний - температура контакту перевищує величину $\theta_{\text{доп}}$. Значення допустимої температури нормується в залежності від типу і матеріалу контакту [40,39].

Найбільш повно стаціонарний нагрів контактів досліджено у роботах [36,39,44,48,56]. На основі загальних принципів термодинаміки в [44] отримано рівняння теплопровідності для контакту, модель якого представлено на рис.15.3.

У цьому випадку температура вздовж провідників розподіляється відповідно до рівняння [44,56]:

$$\theta = \theta_{o+} + \frac{q \cdot F_{K3}^2}{K_T \cdot S_{K3}} + \frac{I^2 \cdot R_{K3}}{2 \cdot \lambda_T \cdot F_{K3} \cdot \eta} \cdot e^{-\eta \cdot x}, \quad (15.10)$$

де θ_o - температура оточуючого середовища; $q = I^2 \cdot \rho_o$ - кількість теплоти, яка генерується в 1 см^3 провідника струмом I за одиницю часу; F_{K3} і S_{K3} - площа і бокова поверхня контактного

з'єднання; $\eta = \sqrt{\frac{k_T \cdot S_{K3}}{\lambda_T \cdot F_{K3}}}$; k_T - коефіцієнт тепловіддачі; λ_T - коефіцієнт теплопровідності; ε - параметр шорсткості поверхні контакту.

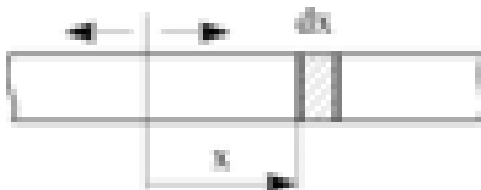


Рис.15.3. Модель контактного з'єднання (контактування у торці циліндрів)

Температуру стаціонарного нагріву шинного контактного з'єднання (з врахуванням перевищення температури фактичної площини дотику над середньою температурою контакту) можна визначити із співвідношення [44]:

$$\begin{aligned} \theta_{K3} &= \theta_o + \theta_1 + \theta_2 + \theta_3 = \\ &= \theta_o + \frac{I^2 \rho_o \cdot l}{k_{тш} \cdot S_{ш} \cdot F_{ш}} + \frac{I^2 \cdot R_{K3}}{2 \cdot \sqrt{k_T \cdot \lambda_{Kд} \cdot S_K \cdot F_{ш}} / l} + \frac{I^2 \cdot R_{K3}^2}{8 \cdot \lambda_{Kд} \cdot \rho_o}, \quad (15.11) \end{aligned}$$

де $\theta_o, \theta_1, \theta_2, \theta_3$ - температури, відповідно, оточуючого середовища, шини, зони контакту та фактичної площини дотику; I - електричний струм навантаження; ρ_o - питомий електричний опір контакт-деталей; $k_{тш}, k_T$ - коефіцієнт тепловіддачі шини і контакт-деталей; $F_{ш}$ - площа поперечного перерізу шини; $S_{ш}$ і S_K - бокові поверхні одиниці довжини шини і контактного з'єднання; $\lambda_{Kд}$ - коефіцієнт теплопровідності контакт-деталей; R_{K3} - електричний опір контактного з'єднання; l - довжина з'єднання.

Особливості функціонального взаємозв'язку фізико-механічних параметрів контактного з'єднання можна дослідити на прикладі з'єднання алюмінієвих шин.

Вихідні дані: максимальний струм навантаження $I = 400$ А; дані перерізу контакт-деталей $\delta_{\text{ш}} = 0,004$ м; $b_{\text{ш}} = 0,04$ м; довжина контактного з'єднання $l = 0,04$ м; діаметр болта $d = 16$ мм; питомий активний опір шин $\rho_0 = 2,92 \cdot 10^{-8}$ Ом·м; модуль пружності шини $E_{\text{ш}} = 7 \cdot 10^4$ МПа; мікротвердість шин $H_0 = 550$ МПа; температура оточуючого середовища $\theta_0 = 25$ °С; середня довжина нерівностей профілю шин $S_m = 2610^{-5}$ м; середнє арифметичне відхилення профілю шин $R_{\text{аш}} = 3,710^{-6}$ м; коефіцієнт теплопровідності $\lambda = 230$ Вт/(м·К), тепловіддачі $k_r = k_{\text{тш}} = 230$ Вт/(м²·К).

Математична модель перехідного опору контактного з'єднання (15.4) з урахуванням виразів (15.5) і (15.8) [51]:

Результати досліджень представлено на рис. 15.4 - 15.7. Характеристики, що представлено на рис. 15.4 побудовані за умови $\theta = \text{const}$.

Аналіз представлених результатів показує, що перехідний опір і опір контактного з'єднання починають наближатися до усталених значень при зусиллі стискання контактуючих поверхонь $N \geq (5 \dots 10) \cdot 10^3$ Н або тиску $P_{\text{кз}} > 5$ Н/мм² (див. рис. 15.4).

$$R_{\text{пер}}(\theta, N) = \rho_0 \cdot \left(1 + 0,0042 \cdot \theta + 3 \cdot 10^{-6} \cdot \theta^2\right) \cdot \pi \cdot S_m \times$$

$$H_0 \cdot \frac{1 - \left(\frac{\theta}{640}\right)^{0.666}}{1 - \left(\frac{\theta_0}{640}\right)^{0.666}} \cdot (15.12)$$

$$\times \left[0,1 - \frac{1}{6} \cdot \left(\frac{\pi}{4} - \frac{4 \cdot R_{\text{аш}}}{S_m \cdot 0,55 \cdot 10^{-3}} \right) \right] \cdot N$$

Опір контакт-деталей з'єднання:

$$R_{\text{кд}}(\theta) = 500 \cdot \frac{\rho_o \cdot (1 + 0,0042 \cdot \theta + 3 \cdot 10^{-6} \cdot \theta^2)}{\delta_{\text{ш}}}. \quad (15.13)$$

Тоді електричний опір контактного з'єднання:

$$R_{\text{кз}}(\theta, N) = R_{\text{пер}}(\theta, N) + R_{\text{кд}}(\theta). \quad (15.14)$$

Досвід експлуатації контактних з'єднань показує, що на протязі першого року експлуатації опір алюмінієвих контактних систем може збільшитись у 3-5 разів. Причинами зміни опору є зниження контактного тиску (за рахунок накопичення залишкових деформацій контакт-деталей та інших елементів з'єднання при нагріваннях струмами короткого замикання) та поява і ріст оксидних плівок.

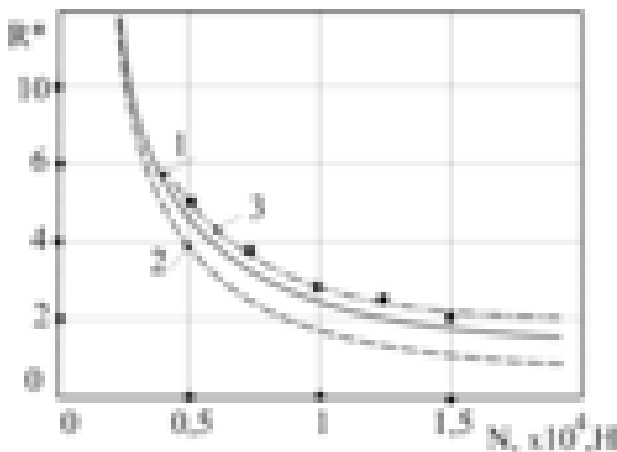


Рис.15.4. Залежність відношення опорів від сили контактного тиску: 1- $R_{\text{кз}}/R_{\text{кд}}$; 2- $R_{\text{пер}}/R_{\text{кд}}$; 3- $R_{\text{кз}}/R_{\text{кд}}$ (експериментальні дані)

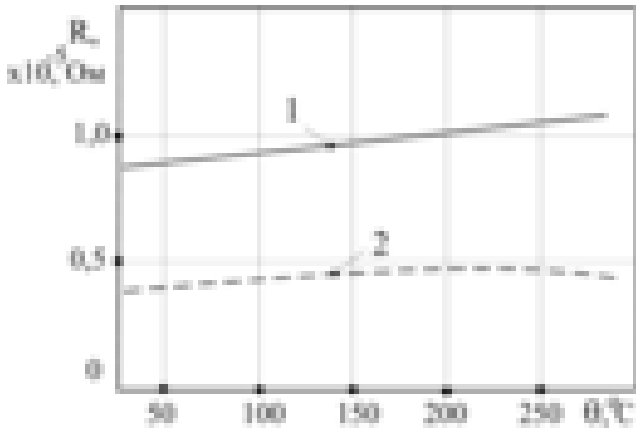


Рис.15.5. Залежності опорів від температури (при умові $N = 400 \text{ Н}$): 1 - перехідного ; 2 - контактного з'єднання

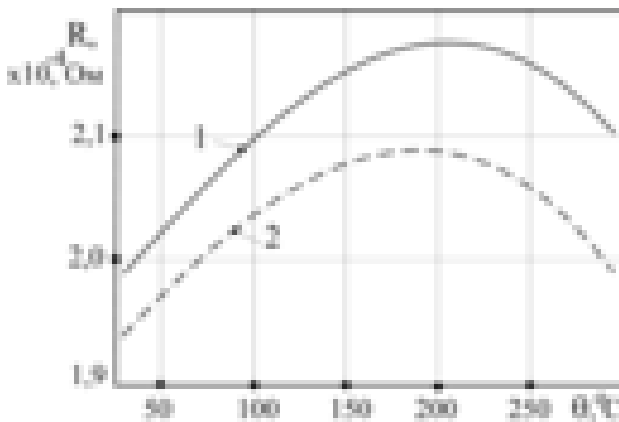


Рис.15.6. Залежності опорів від температури (при умові $N = 20\,000 \text{ Н}$): 1 - перехідного ; 2 - контактного з'єднання

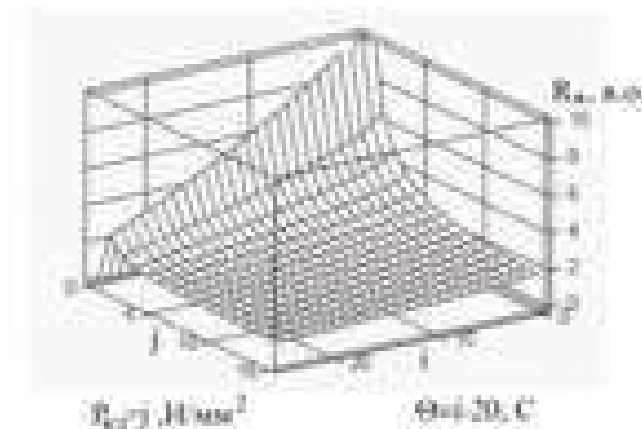


Рис.15.7. Залежність відносної величини опору контактного з'єднання від температури та контактного тиску

Зміна температури контактного з'єднання по-різному впливає на характеристики опорів $R_{\text{пер}}$ та $R_{\text{кз}}$ при різних величинах контактного тиску (рис. 15.5, 15.6). Зменшення опорів на межі температури $\theta \geq 200^\circ\text{C}$ (див. рис.15.5) пояснюється характером зміни мікротвердості $H_{\text{кд}}(\theta)$ алюмінію (відбувається розм'якшення та зминання мікровиступів).

15.1.3. Особливості тепломеханічних процесів при нагріванні розбірних контактних систем струмами короткого замикання

Розрізняють два режими роботи нероз'ємних контактних систем, пов'язаних з різним характером їх нагрівання: нагрівання при нормальному (усталеному) режимі струмового навантаження; нагрівання при коротких замиканнях.

Питання про нагрівання в нормальному режимі вирішується таким чином, щоб температура нагрівання контактного з'єднання не

перевищувала температуру прилеглих частин шин або струмоведучих елементів апаратів. Перевищення температури контактного з'єднання та шини можна записати наступними виразами [52]:

$$\Delta \theta_{\text{кз}} = \theta_{\text{кз}} - \theta_{\text{о}} = \frac{I^2 R_{\text{кз}}}{k_{\text{к}} F_{\text{к}}} ; \quad (15.15)$$

$$\Delta \theta_{\text{ш}} = \theta_{\text{ш}} - \theta_{\text{о}} = \frac{I^2 R_{\text{ш}}}{k_{\text{ш}} F_{\text{ш}}} , \quad (15.16)$$

де I - електричний струм навантаження; $R_{\text{кз}}$, $R_{\text{ш}}$ - опір рівних за довжиною ділянок контактного з'єднання та шини; $k_{\text{к}}$, $k_{\text{ш}}$ - сумарні коефіцієнти теплопровідності з поверхні контакту та шини; $F_{\text{кз}}$, $F_{\text{ш}}$ - повна площа поверхні контакту та рівної за довжиною ділянки шини.

За умови рівності перевищень температури та однакового матеріалу струмоведучих елементів контакту ($k_{\text{к}} = k_{\text{ш}}$) можна записати рівність [52]:

$$\frac{R_{\text{кз}}}{R_{\text{ш}}} = \frac{F_{\text{кз}}}{F_{\text{ш}}} . \quad (15.17)$$

Для оптимального випадку відношення опорів з'єднання та шини повинно бути рівним відношенню їх теплопровідних поверхонь. Практично, як правило, ця умова не виконується із-за причин вибору довжини контактної з'єднання в залежності від кількості болтів, що забезпечують необхідний тиск. Допускається невелике перевищення температури контакту над температурою шин (декілька градусів). Допустима температура контактів у нормальному режимі навантаження має значення (для різних типів з'єднань) $+70 \dots +120$ °C [41,59].

Постійні часу нагрівання шин та болтів значно менші інтервалів зміни електричного навантаження, тому можна вважати

температури болтів та шин рівними. Нижче буде зазначено, що механічне напруження в з'єднанні у цьому випадку не буде виходити за межі допустимих значень деформації на зминання.

Випадок роботи контактних систем у режимі проходження струмів короткого замикання має ряд особливостей, які заслуговують досконалого вивчення з метою передбачення та зменшення негативної дії значних струмових навантажень. При короткому замиканні в болтах та контактуючих елементах виникають великі додаткові механічні напруги вслід неоднакового нагрівання, а також неоднакового температурного коефіцієнта розширення болтів і шин. Це призводить до появи залишкових деформацій у болтах та шинах, які при вистиганні контакту приводять до зменшення контактного тиску. В результаті зменшення тиску підвищуються перехідний опір та нагрів в нормальному режимі струмового навантаження. Подальшим розвитком процесу може бути теплове руйнування контакту.

Наближений аналіз механічної напруги, що виникає у з'єднанні при проходженні наскрізних струмів короткого замикання можна виконати за наведеними нижче математичними виразами [52].

Збільшення товщини шин при нагріванні:

$$\Delta b = 2 \cdot \alpha \cdot b \cdot \theta_{\text{ш}} ; \quad (15.18)$$

збільшення довжини болтів:

$$\Delta L = \alpha_1 \cdot L \cdot \theta_1 ; \quad (15.19)$$

збільшення товщини шайб:

$$\Delta b_1 = 2 \cdot \alpha_1 \cdot b_1 \cdot \theta_1 , \quad (15.20)$$

де α, α_1 - коефіцієнти лінійного розширення шин, болтів та шайб, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; b - товщина шин, м; b_1 - товщина шайб, м; L - довжина болтів, м; $\theta_{\text{ш}}$ - температура нагрівання шин, $^{\circ}\text{C}$; θ_1 - температура нагрівання болтів та шайб, $^{\circ}\text{C}$.

Найбільша механічна напруга у матеріалі болта та шин при нагріванні буде визначатись наступними виразами [52]:

$$\sigma_{\text{мб}} = \sigma_{\text{об}} + \frac{\alpha \theta_{\text{ш}} b - \alpha_1 \theta_1 (b + b_1)}{\frac{b + b_1}{E_2} + \left(\frac{b}{E} + \frac{b_1}{E_1}\right) \frac{F_2}{F_1}}; \quad (15.21)$$

$$\sigma_{\text{мш}} = \sigma_{\text{ош}} + \frac{\alpha \theta_{\text{ш}} b - \alpha_1 \theta_1 (b + b_1)}{\frac{F_1 (b + b_1)}{F_2 E_1} + \frac{b_1}{E_1} + \frac{b}{E}}, \quad (15.22)$$

де $\sigma_{\text{об}}$, $\sigma_{\text{ош}}$ – початкові значення механічної напруги, відповідно, у матеріалі болта та шин, МПа; F_1 , F_2 – площа опорної поверхні, відповідно, шайби та поперечного перерізу болта, м²; E , E_1 , E_2 – модуль пружності матеріалів, відповідно, шин, шайб та болтів, МПа.

На рис.15.8 наведено залежності перевищень механічної напруги ($\Delta\sigma_{\text{мб}} = \sigma_{\text{мб}} - \sigma_{\text{об}}$; $\Delta\sigma_{\text{мш}} = \sigma_{\text{мш}} - \sigma_{\text{ош}}$) у матеріалі болта та шин від температури. Розглядається приклад з'єднання алюмінієвих шин з вихідними даними: товщина шин $b=0,008$ м, шайб $b_1=0,002$ м; коефіцієнти температурного розширення шин $\alpha=22,6 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, болта і шайб $\alpha_1=11 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$; модуль пружності матеріалу шин $E=0,71 \cdot 10^5$ МПа, болта і шайб $E_1=1,1 \cdot 10^5$ МПа; площа опорної поверхні шайби $F_1=5,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ і поперечного перерізу болта $F_2=2,3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$; початкові значення механічної напруги у болті $\sigma_{\text{об}} = 70$ МПа, шинах $\sigma_{\text{ош}} = 30$ МПа.

Із рис.15.8 видно, що перевищення механічної напруги при температурі шин $+200...+250 \text{ } ^\circ\text{C}$ складає у матеріалі болта $220...270$ МПа (позиція 1), шин – $80...110$ МПа (позиція 2). При цьому межа допустимого перевищення механічної напруги для алюмінію становить $80...100$ МПа (визначається міцністю на зминання). Співставлення фактичного та допустимого перевищень механічної напруги для алюмінієвих шин вказує на появу пластичної (залишкової) деформації у шинах.

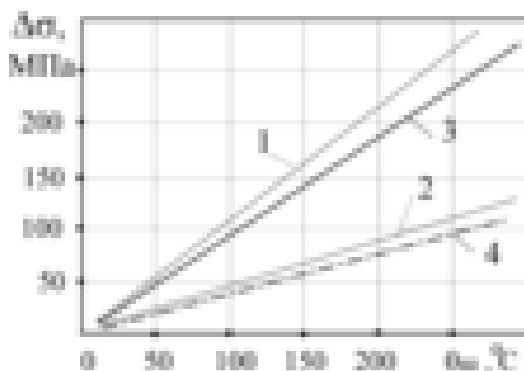


Рис.15.8. Залежність перевищення механічної напруги у контактному з'єднанні від температури: 1, 2 - відповідно, в болтах і шинах (матеріал болтів - сталь); 3,4 - відповідно, в болтах і шинах (матеріал болтів - бронза)

15.1.4. Аналіз принципів стабілізації контактного тиску в розбірних контактних системах

Одним з основних напрямків підвищення надійності контактних систем є застосування ефективних способів стабілізації контактного тиску. Стабілізація контактного тиску сприяє зменшенню темпу росту сторонніх плівок на поверхні контактів і підтримці перехідного опору на мінімальному рівні [55].

Для зменшення впливу плівок на контактний опір застосовуються різні гальванічні покриття, різні способи обробки поверхонь. Найбільш поширена герметизація швів активними змащеннями (вазелін, ЦІАТИМ-221 і т.д.).

Однак у процесі експлуатації змащення вигорають, при цьому спостерігається ріст сторонніх плівок і відповідне підвищення перехідного опору. Ріст сторонніх плівок прискорюється при ослабленні контактного тиску. Установлено, що основною причиною цього ослаблення є підвищена плинність алюмінію і різна

деформація шин та стягуючих болтів під дією теплових процесів. Для стабілізації контактного тиску застосовують різні пристрої [44].

Із [42,44] відомо застосування (в якості стабілізаторів контактного тиску) наступних пристроїв:

а) болти із кольорових сплавів (латунь, дюраль, АК4-1), в яких коефіцієнти лінійного розширення наближаються до коефіцієнта лінійного розширення алюмінієвих шин, завдяки чому зберігається сила контактного натискання (див. рис. 4.10а);

б) сталеві болти з еластичної (низькою) голівкою зі скошеною притисочною площиною (при такій конструкції болт виконує частково роль пружини, що попереджає різкі коливання тиску при зміні температури контактних з'єднань (див.рис.15.10б));

в) сталеві тарілчасті пружини електротехнічного призначення за ГОСТ 3057-90, що компенсують температурні розширення й утримують силу натискання на необхідному рівні (див. рис. 4.10в);

г) пакети зі сталевих шайб товщиною 7...8 мм, що подовжує стяжний болт, завдяки чому в деякій мірі знижуються тепломеханічні напруги в матеріалі шин (див.рис.15.10г);

д) конічні пружинисті шайби за ГОСТ 3391-57.

На рис.15.8 позиції 3 та 4 відповідають залежностям механічної напруги у контактному з'єднанні від температури, відповідно, в болтах і шинах при застосуванні болтів із бронзи. Взаємне розташування позицій 1 і 3 та 2 і 4 вказує на незначне зменшення механічної напруги при застосуванні болтів із бронзи. Основним фактором, що робить даний спосіб малоефективним є велика різниця температур шин та болтів (для режиму проходження струмів короткого замикання). Дослідні дані показують, що перевищення температури болтів складає приблизно 25% від перевищення температури шин [44,47].

Більш ефективним способом зменшення механічної напруги у контактах в режимі проходження струмів короткого замикання є застосування сталевих тарілчастих пружин відповідно до ГОСТ 3057-90 [42]. Деформаційна характеристика пружини в аналітичному вигляді відповідно до [42]:

$$F = \frac{4ES}{(1 - \mu^2)\gamma D_1^2} * [(S_M - S)(S_M - \frac{S}{2})h + h^3] \quad (15.23)$$

де F - сила пружини при деформуванні, Н; E - модуль пружності, МПа; S - висота деформації пружини, м; S_M - максимальна висота деформації пружини, м; h - товщина пружини, м; μ - коефіцієнт Пуассона; D_1 - зовнішній діаметр пружини (шайби), м.

$$\gamma = \frac{1}{\pi} \cdot \frac{6}{\ln A} \left[\frac{A-1}{A} \right]^2 ; \quad (15.24)$$

$$A = D_1/D_2, \quad (15.25)$$

де D_2 - внутрішній діаметр пружини, м.

При застосуванні тарілчастої пружини деформація болта може бути визначена за виразом [52]:

$$\Delta L(\theta_{ш}) = 2\alpha b \theta_{ш} - 2\alpha_1 \theta_1 K(b+b_1) - 2F \frac{b}{F_1 E} - 2F \frac{b_1}{F_1 E_1} ; \quad (15.26)$$

$$K = \theta_1/\theta_{ш}.$$

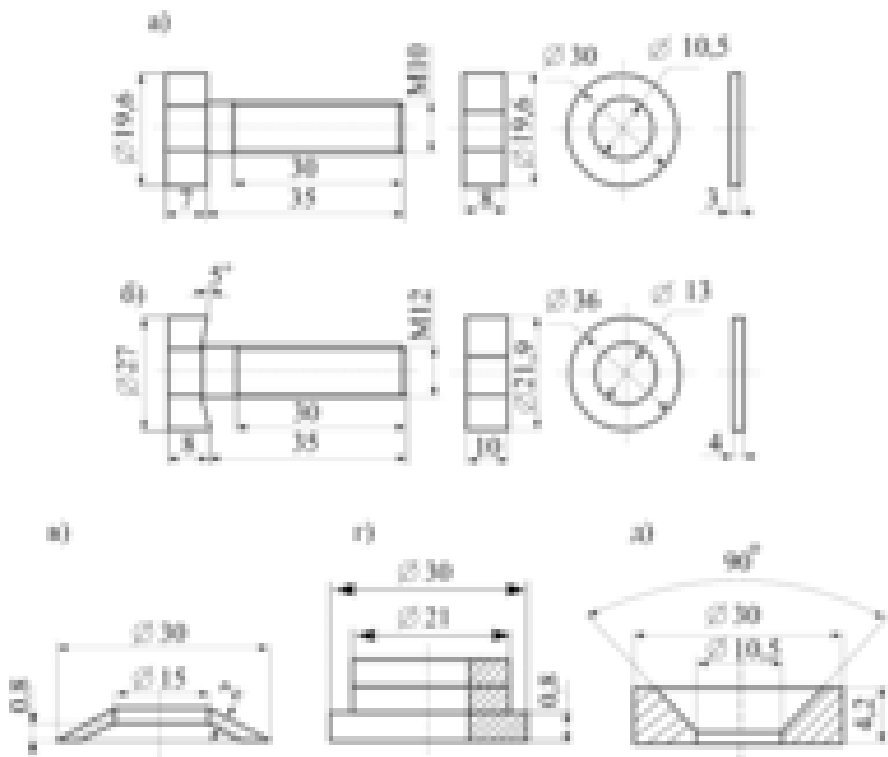


Рис.15.9. Пристрої стабілізації тиску у розбірних контактних з'єднаннях: а) – болт М10 із алюмінієвого сплаву АК4-1 (Д16 або латунь Л-62) із збільшеною шайбою; б) болт М12 з еластичною голівкою (кут 5°) і збільшеною шайбою; в) стальна тарілчаста пружина електротехнічного призначення за ГОСТ3057-90; г) пакет із сталевих шайб товщиною 7-8 мм ; д) конічна пружиниста шайба за ГОСТ 3391-57

Зусилля контактного тиску для даного випадку буде визначатись за виразом (15.23) з врахуванням температурної та механічної деформації болта (15.26) [87]:

$$F(\theta_{ш}) = \frac{4E[S+\Delta L(\theta_{ш})]}{(1-\mu^2)\gamma D_I^2} \{ [S_M - (S+\Delta L(\theta_{ш}))][S_M - \frac{S+\Delta L(\theta_{ш})}{2}]h + h^3 \}. \quad (15.27)$$

При цьому механічна напруга :

$$y \text{ шинах} - \sigma(\theta_{ш}) = F(\theta_{ш})/F1; \quad y \text{ болті} - \sigma(\theta_{ш}) = F(\theta_{ш})/F2. \quad (15.28)$$

На рис. 15.10 наведено графіки зміни зусилля натиснення (позиція 1) та залежність механічної напруги у шинах (позиція 2) від температури контактного з'єднання, обладнаного сталюю тарілчастою пружиною. Аналіз рис. 15.10 показує, що зростання температури у контакті з тарілчастою сталюю шайбою при коротких замиканнях приводить до меншого зростання зусилля та механічної напруги у порівнянні з розглянутим вище випадком (рис.15.8), однак залишається достатньо високим – 28,5%. Дослідженнями [47] встановлено, що після 10-12 циклів проходження струму короткого замикання зниження зусилля контактного натиснення досягає 30...50%, що призводить до значного зростання перехідного опору контакту та його температури. В аналогічному з'єднанні без сталеві тарілчастої пружини зниження зусилля досягало 50...70%.

Наведені недоліки застосування сталених тарілчастих пружин привели до обмеженого їх застосування в електроустановках. Таким чином, стабілізація тиску у випадку застосування зазначених виробів є недостатньо ефективною.

Аналіз досліджень проблеми надійності контактів дав можливість зробити висновок про те, що стабілізація контактного тиску забезпечує стабілізацію опору стягування ліній струму R_C і тільки частково зменшує темп росту сторонніх плівок і, відповідно, опору плівок $R_{ПЛ}$. Максимально уповільнити процес росту плівок і опору $R_{ПЛ}$ можливо шляхом автоматичного регулювання контактного тиску в залежності від температури контактного з'єднання.

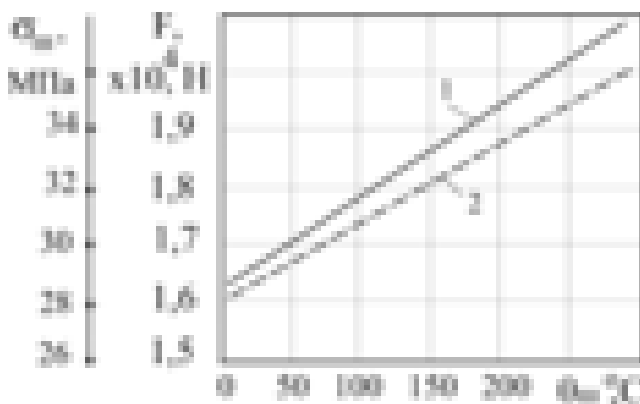


Рис.15.10. Залежність від температури: 1- зусилля контактного тиску; 2 - механічної напруги у шинах контактного з'єднання, обладнаного тарілчастою сталлюю пружиною відповідно до ГОСТ 3057-90

Таким чином, для збільшення терміну експлуатації контактних з'єднань необхідно забезпечити стабілізацію контактного тиску (керуючим фактором повинна бути деформація елементів болтового з'єднання) і автоматичне регулювання тиску (керуючим фактором повинна бути температура контактного з'єднання).

15.1.5. Динамічне управління тиском контактних систем з використанням ефектів пам'яті форми та надпружності

Для рішення поставленої задачі з урахуванням раніше відзначених вимог обґрунтовано вибір спеціальних матеріалів - сплавів у яких проявляються ефекти термомеханічної пам'яті і надпружності, на основі яких можуть бути виготовлені конічні елементи (у термомеханічну пам'ять закладається форма тарілки) [33,49,53,60].

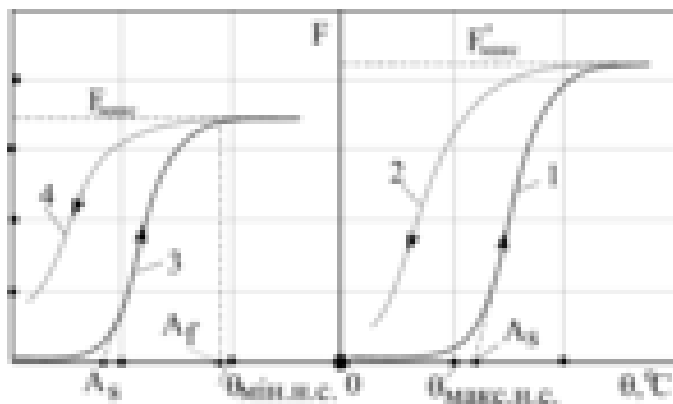


Рис.15.11. Термомеханічні характеристики конічних шайб із сплавів з ефектами пам'яті форми та надпружності

Основною характеристикою даного конічного елемента є термомеханічна характеристика - залежність зусилля (або механічної напруги), що розвивається елементом, від температури нагрівання (див. позиції 1,2 і 3,4 рис.15.11). Максимальне значення сили $F_{\text{макс}}$ конічного елемента залежить від геометричних розмірів, термомеханічної напруги і величини вільного ходу відновлення форми тарілчастим елементом.

Можна зробити висновок, що термочутливий елемент - конічна шайба [51,53] у розбірному контактному вузлі може управляти контактним тиском в залежності від температури за умови $0 < M < 100\%$. Однак для контактних з'єднань розглянутого типу більш характерним є умова $M = 0$ (болтове з'єднання затиснуте і вільний хід для відновлення конічної форми шайби визначається тільки деформаціями деталей контактної вузла). У цьому випадку конічна шайба не буде вносити додаткових суттєвих змін у механічний стан контакту. При зниженні основного контактної тиску і збільшенні вільного ходу для відновлення форми,

термочутливий елемент буде генерувати зусилля пропорційно зростанню температури.

Пошук ефективного рішення задачі управління контактним тиском привів до розгляду другого незвичайного ефекту, що виникає у групі сплавів з ЕПФ - ефекту надпружності [54]. Якщо конічну шайбу нагріти вище температурної точки A_f , а потім примусово деформувати (від конічної форми до плоскої) буде отримана деформаційна характеристика. На ділянці відносної деформації $0... \varepsilon_{п}$ функціональна залежність зусилля і відносної деформації визначається законом Гука. У межах ділянки $\varepsilon_{п... \varepsilon_{нп}}$ проявляється ефект надпружності. Деформування конічного елемента в інтервалі $\varepsilon_{п... \varepsilon_{нп}}$ здійснюється при незначному зростанні зусилля $3...5\%$. При зворотному напрямі деформації зміна залежності $F(\varepsilon)$ здійснюється за кривою 3 (стрілками зазначені напрямки деформації). Таким чином, умовно можна вважати, що деформування конічного елемента у межах відносної деформації від $\varepsilon_{п}$ до $\varepsilon_{нп}$ здійснюється при постійному зусиллі на рівні $F_{\text{макс}}$.

Для управління тиском контактного з'єднання необхідно обґрунтувати параметри конічних шайб [54]. При цьому потрібно визначити межі температурного режиму навколишнього середовища і контактного з'єднання: $\theta_{\text{мін.н.с.}}$, $\theta_{\text{макс.н.с.}}$ - мінімальна і максимальна температури навколишнього середовища; $\theta_{\text{мін.к.з.}}$, $\theta_{\text{макс.к.з.}}$ - мінімальна і максимальна температури контактного з'єднання. Наприклад для зони північної частини України: $\theta_{\text{мін.н.с.}} = -40\text{ }^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{макс.н.с.}} = +40\text{ }^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{мін.к.з.}} = -40\text{ }^{\circ}\text{C}$; $\theta_{\text{макс.к.з.}} = +200\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при протіканні струмів короткого замикання).

У контактному з'єднанні під голівкою болта і гайкою встановлюється дві конічні шайби (позиції 4 і 6 рис.15.12) з різними термомеханічними характеристиками, наприклад позиції 1 і 3 рис.15.11 [54].

Селективність у роботі шайб забезпечується на основі наступних умов. В одній із цих шайб термомеханічне відновлення форми починається при температурі A_s $\theta_{\text{макс.н.с.}}$ (позиція 1, рис.15.11; відновлення форми шайби починається при температурі, яка є вищою максимально можливої температури навколишнього середовища). В іншій шайбі відновлення форми закінчується при

температурі, яка є нижчою мінімально можливої температури навколишнього середовища $A_F < \theta_{\text{мін.н.с.}}$ (див. рис.15.11, позиція 3). Максимальне зусилля останньої відповідає номінальному тиску у контактному з'єднанні.

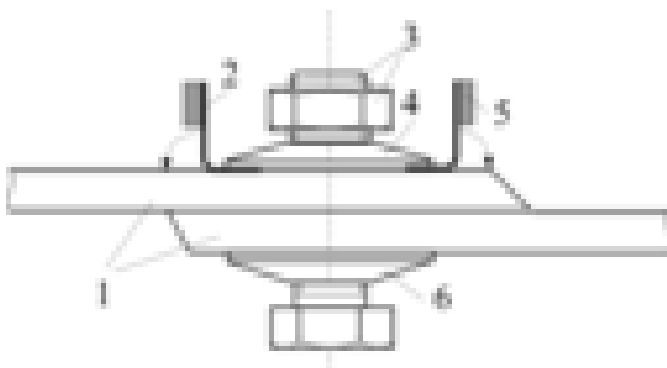


Рис.15.12. Загальний вигляд розбірного контактного з'єднання з пристроями контролю температури та управління тиском: 1 – електричні шини; 2,5 – вказівники перегріву, відповідно з ОЕПФ та ДПЕФ; 3 – болтові з'єднання; 4 та 6 – тарілчасті шайби, відповідно, з $A_F < \theta_{\text{мін.о.с.}}$ та $A_S \geq \theta_{\text{макс.о.с.}}$.

При монтажі контактного з'єднання і затягуванні болтового кріплення відбувається пластична деформація шайби з $A_S \geq \theta_{\text{макс.н.с.}}$ до плоскої форми. Подальше затягування гайки деформує шайбу з $A_F < \theta_{\text{мін.н.с.}}$ відповідно до позицій 1 (пружна деформація) і 2 (надпружна деформація). Оскільки максимальне зусилля шайби з $A_F < \theta_{\text{мін.н.с.}}$ відповідає номінальному зусиллю затягування болтового з'єднання, спочатку виконується її деформація до плоскої форми ($\varepsilon = \varepsilon_{\text{нп}}$), а потім відпускання до середини інтервалу $\varepsilon_{\text{нп}} - \varepsilon_{\text{п}}$.

У процесі експлуатації контактне з'єднання нагрівається струмами короткого замикання. Теплове розширення алюмінієвих шин буде деформувати шайбу з $A_F < \theta_{\text{мін.н.с.}}$ на ділянці характеристики з надпружністю. При цьому величина вільного ходу M шайби з $A_S \geq \theta_{\text{макс.н.с.}}$ зменшиться, що виключить вплив цього

елемента на величину механічної напруги у контактному з'єднанні. Таким чином, механічні напруги, що виникають при нагріванні контакт-деталей з'єднання будуть компенсуватися деформуванням шайби з $A_F < \theta_{\text{MIN.H.C.}}$ при практично постійному контактному тиску.

З часом експлуатації збільшується товщина і площа плівок на контактуючих поверхнях, адекватно відбувається ріст перехідного опору і температури контактного з'єднання. При температурі контактного з'єднання $\theta_{\text{К.З.}} > \theta_{\text{МАКС.H.C.}}$ шайба з A_S $\theta_{\text{МАКС.H.C.}}$ почне відновлювати форму тарілки, деформуючи першу шайбу до плоскої форми. Подальший ріст температури приведе до виконання умови $F'_{\text{МАКС}} > F_{\text{МАКС}}$. Автоматичне регулювання контактного тиску в залежності від температури дасть можливість зменшити темп росту оксидних плівок, перехідного опору і температури контактної системи. При цьому перегрів контактного з'єднання можна виявити з використанням вказівників перегріву (позиції 2 і 5, рис.15.12).

Експериментальні дослідження підтвердили ефективність запропонованого технічного способу управління тиском розбірних контактних систем. Випробування проводилися на контактному з'єднанні алюмінієвих шин перетином 6х60 мм із болтовим з'єднанням М16. Після десяти циклів іспитів струмом короткого замикання 3...5 кА протягом 15 с зниження контактного тиску складало 3...5 % (контроль контактного тиску здійснювався по зусиллю затягування болтового з'єднання з використанням тензодатчиків) [53].

15.1.6. Моделювання електротеплових та електромеханічних процесів у розбірному контактному з'єднанні при наявності пристроїв управління тиском із сплаву з ЕПФ та ЕНП

Введення у контактну систему термочутливих елементів (наприклад, термочутливих шайб з ефектом пам'яті форми) змінює протікання електротеплових процесів.

Дослідження впливу контактного тиску та температури на параметри контактного з'єднання виконані на базі виразів

математичних моделей перехідного опору, опору і температури контактного з'єднання.

Математичну модель термомеханічної характеристики шайби із сплаву з ефектом пам'яті форми для моделювання у програмованому середовищі “MathCad 2000.Pro” можна представити з урахуванням доповнення рівняння кривої охолодження [50,51]:

$$\sigma_{\text{TM}}(\theta) = \text{if}[\theta \geq 90^{\circ}\text{C}, M_{\text{TШ}}(\theta), K_{\text{TШ}}(\theta)]; \quad (15.29)$$

$$K_{\text{TM}}(\theta) = A_1 \cdot \theta^4 \cdot L;$$

$$M_{\text{TM}}(\theta) = [(1 - e^{-A_2 \theta}) \cdot A_3 - A_4] \cdot L_0;$$

$$\sigma_{\text{OTM}}(\theta) = [(1 - e^{-A_5 \theta}) \cdot A_6 + A_7] \cdot L_0, \quad (15.30)$$

де $\sigma_{\text{TM}}(\theta)$, $\sigma_{\text{OTM}}(\theta)$ - залежність термомеханічної напруги від температури, відповідно при нагріванні та охолодженні, Па; $A_1 - A_7$, L , L_0 - коефіцієнти, що враховують параметри термомеханічної характеристики і визначаються на основі експериментальних досліджень конічних шайб.

Для ілюстрації прикладу:

$$A_1 = 2,8 \cdot 10^{-5} \text{ в.о.}; A_2 = 0,03 (1/^{\circ}\text{C}); A_3 = 3,29 \cdot 10^4 \text{ в.о.};$$

$$A_4 = 2,89 \cdot 10^4 \text{ в.о.}; A_5 = 0,02 \text{ в.о.}; A_6 = 3 \text{ в.о.}; A_7 = 1 \text{ в.о.}; L_0 = 4 \text{ Па}; L = 4 \text{ Па}/^{\circ}\text{C}^4.$$

Для розбірного контактного з'єднання можна розглянути чотири варіанти стану, які характеризуються різними величинами контактної тиску. Перший – контактний тиск рівний нулю (зірвана різьба, або обслуговуючий персонал не виконав затяжку у болтовому з'єднанні). Другий – контактний тиск має значення більше нуля, але менше номінального (характерно для з'єднання через певний період експлуатації). Третій – контактний тиск рівний номінальному значенню або має незначне відхилення (на початковій стадії експлуатації з'єднання). Четвертий - контактний тиск більший за номінальне значення (при проходженні через контактні з'єднання

струму короткого замикання, або помилки обслуговуючого персоналу при монтажі з'єднання).

Для першого варіанту стану контактного з'єднання максимальне зусилля, яке буде створювати конусний елемент при нагріванні залежить від вільного ходу відновлення форми шайби.

Ця властивість виробів із сплавів з ефектом пам'яті форми може бути врахована у математичних моделях поліномом виду [50]:

$$Y(M) = (-B_1 \cdot M^2 + B_2 \cdot M + B_3) \cdot 10^{-2}, \quad (15.31)$$

де $B_1=8$, $B_2=8$, $B_3=0$ – коефіцієнти (за умови $\varepsilon_{\text{доп}}=0,02$), в.о.; M - відстань вільного ходу відновлення форми конічної шайби, в.о.

З урахуванням (15.31) термомеханічне зусилля, яке розвиває конічний елемент при нагріванні, можна обчислити за виразом:

$$F_{\text{тш}}(\theta, M) = \sigma_{\text{тм}}(\theta) \cdot (-B_1 \cdot M^2 + B_2 \cdot M + B_3) \cdot \pi \cdot D \cdot h \cdot 10^{-2}, \quad (15.32)$$

де D – зовнішній діаметр конічної шайби, м; h – товщина шайби, м.

У першому варіанті стану контактного з'єднання є вільний хід для відновлення форми шайби. Виконавши заміну у відповідних рівняннях:

$$N \Leftrightarrow F_{\text{тш}}(\theta, M), \quad (4.33)$$

отримуємо можливість дослідження впливу термочутливої шайби із сплаву з ефектом пам'яті форми на тиск, електричний опір і температуру нагрівання контактного з'єднання.

Математична модель перехідного опору контакту у цьому випадку матиме наступний вигляд:

$$R_{\text{пер}}(\theta, M) = \rho_o \cdot (1 + 0,0042 \cdot \theta + 3 \cdot 10^{-6} \cdot \theta^2) \cdot \pi \cdot S_m \times \\ \times \left[\frac{H_{\text{кд}}(\theta)}{0,1 - \frac{1}{6} \cdot \left(\frac{\pi}{4} - \frac{4 \cdot R_{\text{аш}}}{S_m \cdot 0,55 \cdot 10^{-3}} \right)} \right] \cdot F_{\text{тш}}(\theta, M) \quad (4.34)$$

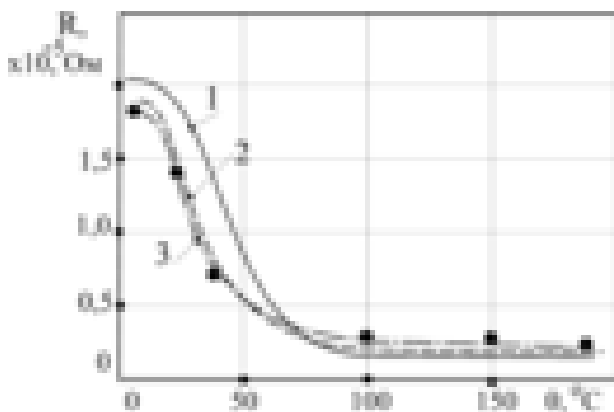


Рис.15.13. Залежність опорів контакту від температури при наявності конічної шайби із сплаву з ЕПФ: 1 - контактного з'єднання; 2 - перехідного опору; 3 – перехідного опору (експериментальні дані)

На рис.15.13 представлені розрахункові залежності $R_{\text{кз}} = f(\theta, M = 50\%)$ (крива 1) і $R_{\text{пер}} = f(\theta, M = 50\%)$ (крива 2) та експериментальні дані вимірювань перехідного опору контактного з'єднання з конічною шайбою із сплаву з ЕПФ (крива 3). Максимальне відхилення даних експериментальних та розрахункових вимірювань складало до 8 %.

Аналіз співвідношення залежностей на рис. 15.5, рис. 15.13, рис. 15.14 показує, що конічна шайба із сплаву з ЕПФ виконує функцію зниження перехідного опору шляхом перетворення частини потоку теплової енергії в механічну роботу (генерування тиску у контакті).

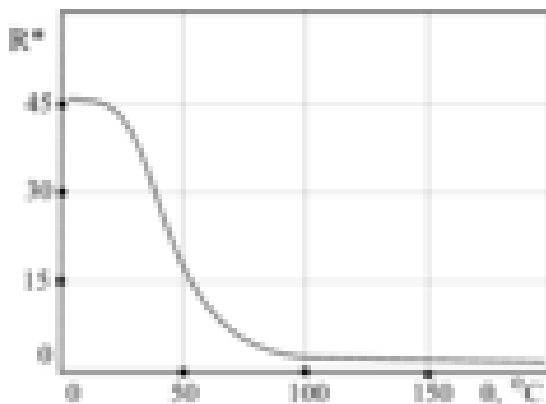


Рис.15.14. Залежність співвідношення опорів контактного з'єднання та контакт-деталей від температури

На рис.15.14 зображено графік залежності співвідношення опорів контактного з'єднання і контакт-деталей від температури.

У свою чергу зміна перехідного опору впливає на температуру контактного з'єднання. Математична модель температури контактного з'єднання для даного випадку застосування конічної шайби із сплаву з ЕПФ матиме наступний вигляд [36]:

$$\theta_{кз}(\theta, M) = \theta_0 + \frac{I^2 \cdot \rho_{ш}(\theta) \cdot l}{k_{тш} \cdot S_{тш} \cdot F_{ш}} + \frac{I^2 \cdot R_{кз}(\theta, M)}{2 \sqrt{k_T \cdot \lambda_{кд}(\theta) \cdot S_K \cdot F_{ш}} / l} + \frac{I^2 \cdot R_{кз}^2(\theta, M)}{8 \cdot \lambda_{кд}(\theta) \cdot \rho_{ш}(\theta)} \quad (15.35)$$

Для другого стану контактного з'єднання, який характеризується умовою:

$$0 < N < N_H,$$

(де N_H – номінальний контактний тиск у контакті) вільний хід відновлення форми термочутливої шайби існує тільки за рахунок пружної деформації контакт деталей та болтового кріплення. Для даного випадку характерною властивістю є непряма залежність термомеханічної характеристики термочутливої шайби від тиску у контактному з'єднанні. При більших значеннях тиску зменшується запас пружної деформації контакт деталей і можливість відновлювати форму конічному елементу.

Дана властивість може бути врахована у математичних моделях наступним чином:

$$F_{\text{ТШ}}(\theta, N) = F_{\text{ТШ}}^{\text{макс}} - a(\theta) \cdot N, \quad (15.36)$$

де $F_{\text{ТШ}}^{\text{макс}}$ – максимальне зусилля конічної шайби при умові $N = 0$; $a(\theta)$ – параметр, що вносить поправку до термомеханічної характеристики при температурі θ та умові $N \neq 0$, де:

$$a(\theta) = n \cdot \theta^2 - k, \quad (15.37)$$

де k [в.о.], n [$1/^\circ\text{C}^2$] – коефіцієнти, що визначаються на основі даних термомеханічних характеристик термочутливих шайб (див. приклад).

Для отримання кількісних характеристик можна розглянути приклад для шайби з типорозміром М16 з (зовнішній діаметр $D=32$ мм, товщина $h = 3,5$ мм). Термомеханічні характеристики даного елемента представлено на рис.15.15. Розташування точок a_1, b_1, c_1 , та a_2, b_2, c_2 вказує на розглянуту вище залежність. Відповідно для зазначених точок отримано $k = 1.6448$ [в.о.], $n = 2.045 \cdot 10^{-4}$ [$1/^\circ\text{C}^2$],

при умові $\sigma_{\text{ТМ}} = 4,5 \cdot 10^8$ Па.

Вираз зусилля конічного елемента у даному випадку матиме вигляд:

$$F_{\text{ТШ}}(\theta, N) = \sigma_{\text{ТМ}}(\theta) \cdot \pi \cdot D \cdot h - (n \cdot \theta^2 - k) \cdot N. \quad (15.38)$$

Для обчислення величини контактного тиску у даному випадку можна також скористатись виразом:

$$F_{\text{тш}}(\theta, \varepsilon) = \frac{\sigma_{\text{тм}}(\theta) \cdot \pi \cdot (D^2 - d^2) \cdot \ln(1 + \varepsilon) \cdot h}{4 \cdot \sqrt{\left(0,75 \cdot \varepsilon \cdot D + \frac{D-d}{2}\right)^2 - \left(\frac{D-d}{2}\right)^2}} \quad (15.39)$$

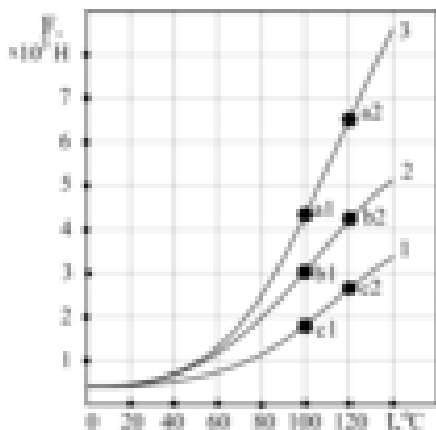


Рис.15.15. Термомеханічні характеристики шайб із сплаву з ЕПФ (М16, $h = 3,5$ мм) при: 1 – $N = 4000$ Н; 2 – $N = 2000$ Н; 3 – $N = 40$ Н

На рис.15.16 наведено залежність відношення перехідного опору і опору контактного з'єднання від температури та величини відносної деформації шайби з ефектом пам'яті форми.



Рис.15.16. Залежність відносної величини опору контактного з'єднання від температури та відносної деформації шайби із сплаву з ЕПФ

На основі отриманих залежностей можна зробити висновок, що конічна шайба із сплаву з ефектом пам'яті форми дає можливість управляти контактним тиском з'єднання в залежності від температури.

Для третього і четвертого варіантів стану контактного з'єднання (з характерною умовою $N \geq N_{\text{НОМ}}$) ефективним технічним рішенням задачі стабілізації контактного тиску буде застосування тарілчастих шайб, виготовлених на основі сплавів з ефектом надпружності [90].

Математична модель деформаційної характеристики шайби з ЕНП для аналізу у програмованому середовищі «MathCad.Pro» матиме наступний вигляд:

$$\sigma_{\text{TM}}(\varepsilon) = \text{if}[\varepsilon \geq P, \sigma_1(\varepsilon), \sigma_2(\varepsilon)]; \quad (15.40)$$

$$\sigma_1(\varepsilon) = A_1 \cdot \varepsilon; \quad (15.41)$$

$$\sigma_2(\varepsilon) = (1 - e^{-\varepsilon \cdot A_2}) \cdot A_3 + A_4 \cdot \quad (15.42)$$

де ε - відносна деформація шайби з ЕНП, в.о.; A_1 [Па], A_2 [в.о.], A_3 [Па], A_4 [Па] – коефіцієнти деформаційної характеристики шайби з ЕНП.

На рис. 15.17 представлено графік залежності механічної напруги у болті (позиція 1) та шинах (позиція 2) від величини деформації ε шайби з ЕНП.

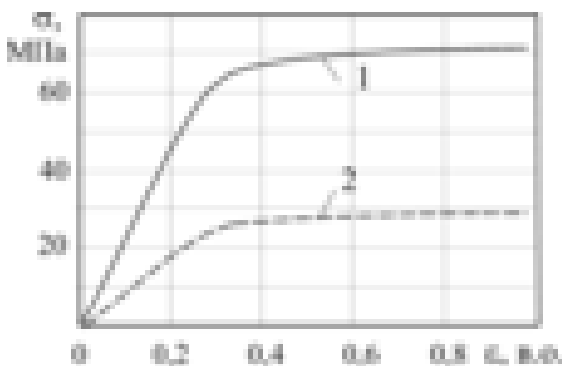


Рис.15.17. Залежність механічної напруги від рівня деформації шайби із сплаву з ЕНП (у межах вільного ходу M): 1 - у болтах; 2 - шинах

Аналіз механічної напруги у контактному з'єднанні для випадку застосування шайби з ЕНП у режимі нагрівання струмами короткого замикання можна виконати за допомогою формули (15.42) з урахуванням виразу деформації болта (15.26) (при умові, що початкова деформація шайби здійснена до межі $\varepsilon \approx 0,6$, див. рис.15.18) [55]:

$$\sigma(\theta) = \left\{ 1 - e^{-\left[\varepsilon_{\text{НП}} + \frac{\varepsilon_{\text{НП}}}{2} + \frac{\Delta L(\theta)}{2(b+b_1)} \right] \cdot A_2} \right\} \cdot A_3 + A_4 \cdot \quad (15.43)$$

Результати розрахунків показані на рис.15.18. Співставлення результатів розрахунків на рис.15.8, рис.15.10 та рис.15.18 показує, що шайба з ЕНП ефективно виконує стабілізацію контактного тиску у разі швидкого нагрівання контактної з'єднання струмами короткого замикання.

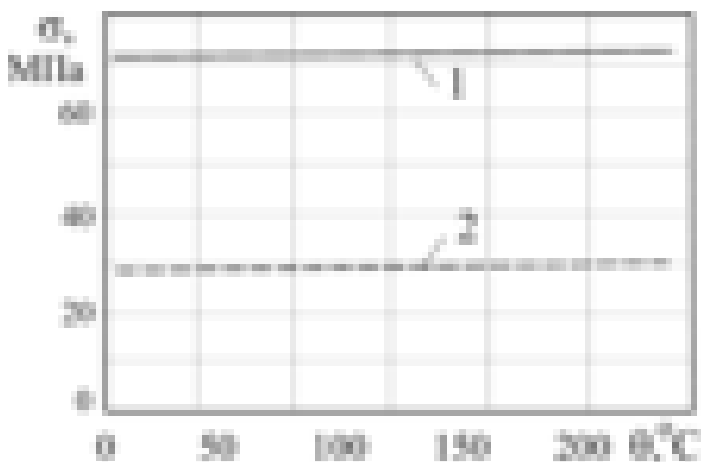


Рис.4.18. Залежність механічної напруги від температури контактної з'єднання, обладнаного шайбою із сплаву з ЕНП: 1 - болтах; 2 - шинах

Аналогічні результати можна отримати використавши рівняння термомеханічного зусилля:

$$F_{\text{ТШ}}(\varepsilon) = \frac{\sigma_{\text{ТМ}} \cdot \pi \cdot (D^2 - d^2) \cdot \ln(1 + \varepsilon) \cdot h}{4 \cdot \sqrt{\left(0,75 \cdot \varepsilon \cdot D + \frac{D-d}{2}\right)^2 - \left(\frac{D-d}{2}\right)^2}}. \quad (15.44)$$

З урахуванням (15.44) можна побудувати тримірну залежність відносної величини опору контактного з'єднання від температури та величини відносної деформації рис.15.19. Із даного рисунка видно, що при наявності конічної шайби із сплаву з ЕНП у контактному з'єднанні та значних змінах температури і деформації відносне значення опору контактного з'єднання залишається практично постійним.

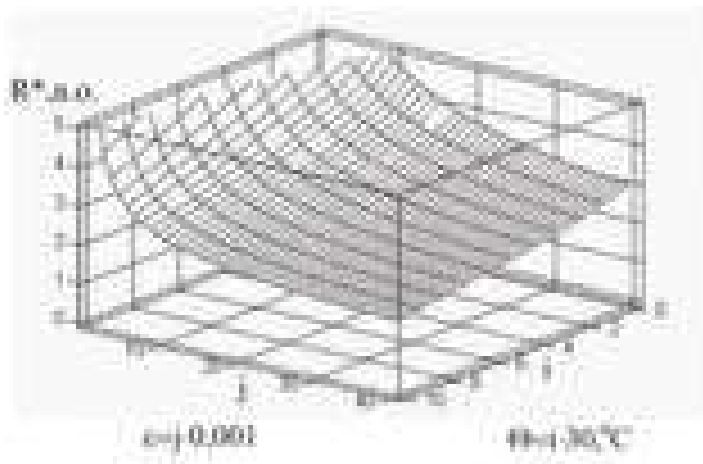


Рис.4.19. Залежність відносної величини опору контактного з'єднання від температури та відносної величини деформації шайби із сплаву з ЕНП

Таким чином можна зробити наступний висновок - наявність у розбірному контактному з'єднанні двох конічних елементів з ефектом пам'яті форми та надпружності забезпечує автоматичне управління температурним режимом контакту (виконуючи автоматичне регулювання тиску в залежності від температури) та стабілізацію тиску (при теплових деформаціях контакт-деталей). Наявність двох конічних шайб підвищує надійність контактних систем та подовжує період їх нормальної експлуатації.

15.1.7. Аналіз електротеплових процесів у розбірних контактних системах з урахуванням росту оксидних плівок

Термін служби контактних з'єднань залежить в значній мірі від процесу зростання плівок на поверхні контактів та визначається періодом знаходження параметрів електротеплових режимів у допустимих зонах.

Для вирішення задачі пошуку оптимального періоду служби контактів використовується явище дифузії. У дослідженнях [44] рекомендується розглядати модель контакту, яка представлена на рис.15.20. Для наведеної моделі контакту перехідний опір може бути визначений за виразом [44]:

$$\frac{R_{\text{пер}}(t)}{R_{\text{пер}}(0)} = \frac{a_0}{a_0 - x(t)}, \quad (15.45)$$

де $R_{\text{пер}}(t)$ - перехідний опір у момент часу t ; $R_{\text{пер}}(0)$ - перехідний опір у момент часу $t = 0$ (після окислення); a_0 - радіус металевої плями дотику у момент часу $t = 0$; $x(t)$ - глибина дифузійного проникнення плівки у зону металевої плями дотику через час t .

Математичний вираз (15.45) зазначено з урахуванням наступних допущень: сила контактного тиску $N = \text{const}$; електричний струм через контактну систему не проходить; контактна поверхня має однорідні характеристики по всій поверхні контакту; плівка росте в наслідок дифузії тільки в радіальному напрямку.

Однак стан контактних з'єднань в значній мірі визначається зусиллям контактного тиску N . Величина зусилля N визначає площу плями дотику і впливає на швидкість дифузії, збільшуючи бар'єр енергії активації.

Необхідно відмітити, що при протіканні електричного струму відбуваються зміни фізичних параметрів металу контактів. Зростання температури змінює питомий опір, теплоємність,

мікротвердість та інші показники матеріалу контактів. Температура контактного з'єднання зростає при збільшенні перехідного опору, який у свою чергу зростає при збільшенні товщини оксидної плівки.

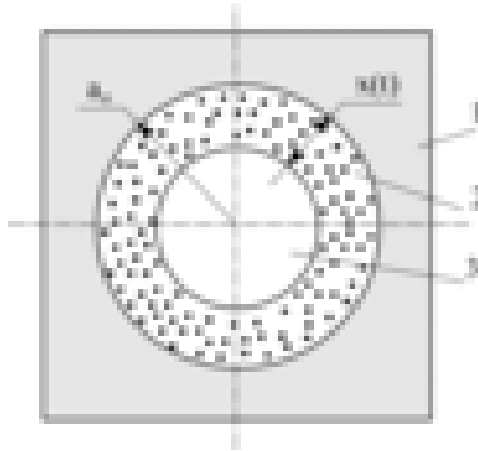


Рис.15.20. Модель електричного контакту з оксидною плівкою: 1 – область окисленої поверхні; 2 – область проникнення плівки в наслідок дифузії; 3 – металева пляма дотику

З врахуванням цих доповнень вираз (15.45) рекомендується записувати у такому вигляді [44]:

$$\frac{R_{\text{пер}}(t)}{R_{\text{пер}}(0)} = \frac{1}{1 - \frac{\sqrt{2 \cdot D_o \cdot t \cdot \exp\left(-\frac{U}{K \cdot \theta}\right) \cdot \exp\left(-\frac{U}{K \cdot \theta}\right)}}{a_o(N)}} \quad , \quad (15.46)$$

де D_o - коефіцієнт дифузії, $\text{м}^2/\text{с}$; K - газова постійна, $\text{Дж}/\text{К}$; U - енергія активації, Дж ; $a_o(N)$ - залежність радіуса плями дотику від контактного тиску, м .

Рівняння (15.46) являється трансцендентним і, відповідно, його рішення в раціональних функціях неможливе. Наближене рішення можна отримати з використанням методу ітерацій.

Для дослідження кількісної характеристики та меж зміни відношення опорів необхідно вираз (15.46) записати у такому вигляді [52]:

$$\frac{R_{\text{пер}}(t)}{R_{\text{пер}}(0)} = \frac{1}{1 - k \cdot \frac{\sqrt{2 \cdot D_0 \cdot t \cdot \exp\left(-\frac{U}{K \cdot \theta}\right) \cdot \exp\left(-\frac{U}{K \cdot \theta}\right)} \cdot \pi \cdot S_m \cdot t_m \cdot H_{\text{кд}}}{N}} \quad (15.47)$$

де $H_{\text{кд}}$ - мікротвердість матеріалу контактів, МПа; S_m - середня довжина [м] та шаг [в.о.] нерівностей профілю поверхні контактів; $a_0(N) = N / (k S_m t_m H_{\text{кд}})$.

На рис.15.21 наведено приклад залежностей відношення опорів за виразом (15.47) при різних значеннях зусилля контактного тиску для з'єднання алюмінієвих шин. Вихідні дані: $U = 0,5 \cdot 10^{-19}$ Дж; $D_0 = 10^{-4}$ м²/с; $K = 1,33 \cdot 10^{-23}$ Дж/К; $k = 12 \cdot 10^{10}$ в.о. (вихідні дані контактного з'єднання відповідають попередньому прикладу).

Математична модель абсолютної величини перехідного опору з урахуванням росту плівок та залежності складових від температури має наступний вигляд:

$$R_{\text{пер}}(t, \theta, \varepsilon) = 1,25 \cdot 10^{-4} \cdot \rho_{\text{кд}}(\theta) \cdot \pi \cdot S_m \times \quad (4.48)$$

$$\times \frac{H_{\text{кд}}(\theta)}{\left[1 - k \cdot \frac{\sqrt{2 \cdot D_0 \cdot t \cdot \exp\left(-\frac{U}{K \cdot \theta}\right) \cdot \exp\left(-\frac{U}{K \cdot \theta}\right)} \cdot \pi \cdot S_m \cdot t_m \cdot H_{\text{кд}}(\theta)}{F_{\text{тш}}(\theta)} \right] \cdot F_{\text{тш}}(\theta, \varepsilon)}$$

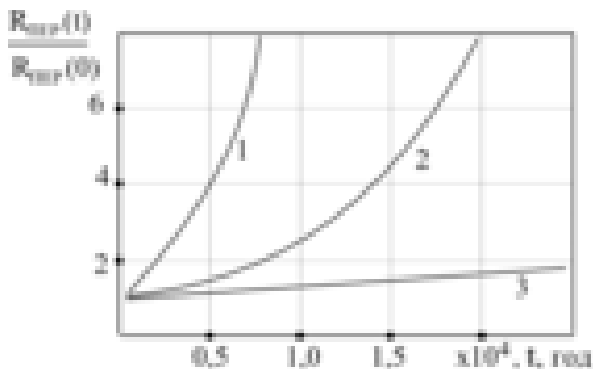


Рис.15.21. Відносна величина приросту перехідного опору контакту у часі при: 1 – $N = 3000$ Н; 2 – $N = 5000$ Н; 3 – $N = 10000$ Н

У математичній моделі (15.48) температура контактного з'єднання визначається за виразом (15.35), а термомеханічна характеристика конічної шайби із сплаву з ЕПФ рівнянням (15.38).

На рис.15.22, рис.15.23 наведено результати ітераційного розрахунку залежностей, відповідно: $\theta_{кз}(t)$ – температури контактного з'єднання від часу; $R_{пер}(t)/R_{пер}(0)$ – відносної величини перехідного опору від часу при різних термомеханічних характеристиках термочутливих шайб.

На рис.15.22 (позиція 1) темп росту температури відповідає основному тиску $N=3000$ Н (контактна система без шайби). Інші позиції відповідають контактним системам, які обладнані конічними шайбами з різними термомеханічними характеристиками. Застосування конічних елементів з більшою величиною максимального зусилля $F_{ТШ}^{макс}$ приводить до зменшення темпів зростання у часі перехідного опору і температури контакту. При цьому видно, що використання конічного термочутливого елемента з $F_{ТШ}^{макс} > 10000$ Н (контактний тиск $P > 7$ Н/мм²) суттєво впливає на

температури зростання плівок та зміну температурного режиму контактного з'єднання у часі.

Математична модель відносної величини перехідного опору для випадку застосування у розбірному контакті конічних шайб із сплавів з ефектами пам'яті форми та надпружності має наступний вигляд:

$$R_{\text{пер}}(t, \theta, \varepsilon) / R_{\text{пер}}(0) = a_o [F_{\text{ЕНП}}(\varepsilon)] / \{a_o [F_{\text{ЕНП}}(\varepsilon)] - x[t, F_{\text{ЕНП}}(\theta, \varepsilon)]\}$$

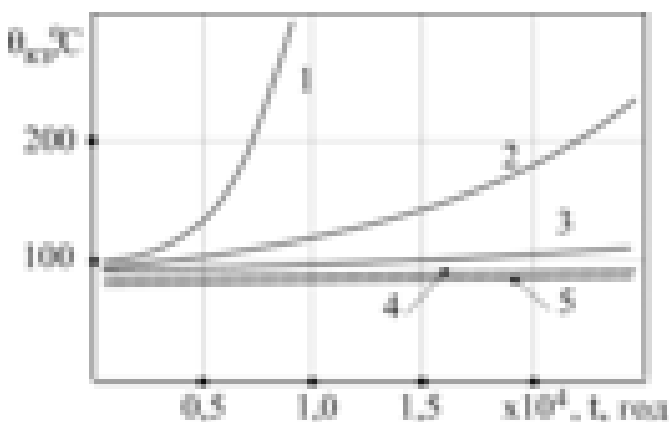


Рис.15.22. Зміна температури розбірного контактного з'єднання у часі: 1 – без конічної шайби з ЕПФ; 2,3,4 та 5 при наявності шайби з різними термомеханічними характеристиками

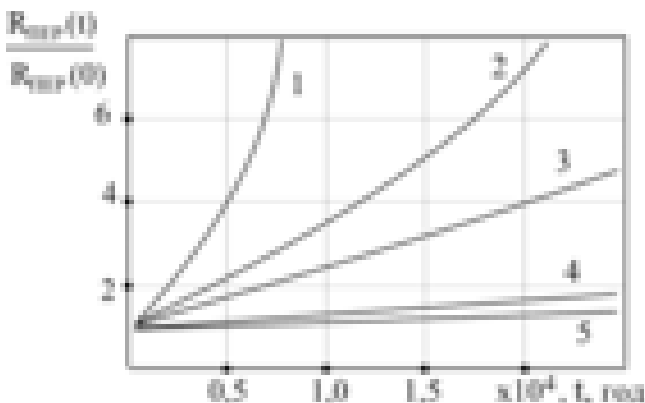


Рис.4.23. Зміна відносної величини перехідного опору контактного з'єднання у часі при наявності шайб з різними термомеханічними характеристиками: 1 - $F_{\text{ТШ}}^{\text{макс}}=3000$ Н; 2 - $F_{\text{ТШ}}^{\text{макс}}=4000$ Н; 3 - $F_{\text{ТШ}}^{\text{макс}}=6000$ Н; 4 - $F_{\text{ТШ}}^{\text{макс}}=10000$ Н; 5 - $F_{\text{ТШ}}^{\text{макс}}=12000$ Н

15.1.8. Моделювання параметрів та характеристик пристроїв управління тиском розбірних контактів

Використання сплавів з властивостями ЕПФ або надпружності для елементів виконавчих пристроїв являється перспективним, але розробка таких пристроїв виконується, як правило, без попередніх енергетичних та оптимізаційних розрахунків. Це, у свою чергу, вимагає проведення значної експериментальної роботи по доробці пристроїв.

Простий енергетичний розрахунок конусних приводних елементів запропоновано в [61]. Корисна робота механізму з робочими елементами із сплаву з ЕПФ визначається за виразом :

$$W = K_H \cdot K_d \cdot K_v \cdot V \cdot W_{TM}, \quad (15.49)$$

де K_H - коефіцієнт навантаження (рівний 1.0 - при постійному по величині навантаженні і 0.5 - при лінійному зростанні навантаження при нагріванні); K_d - коефіцієнт виду деформації (для розтягування та стиснення $K_d = 1$, для згинання стержнів та пластин $K_d = 0,5$); K_v - коефіцієнт використання об'єму (визначається із співвідношення об'єму робочих частин виконавчого механізму і всього об'єму пристрою); V - загальний об'єм пристрою, m^3 ; W_{TM} - питома термомеханічна робота матеріалу з ЕПФ (вибирається за термомеханічними діаграмами для конкретних сплавів), $Вт/м^3$.

Робота, яка виконується силовим елементом приводу із сплаву з ЕПФ за методикою [63] визначається із співвідношення:

$$W = \sigma_{TM} \cdot V \cdot \ln(1 + \varepsilon), \quad (15.50)$$

або

$$W = \Delta Q \frac{\Delta \theta_0}{\theta_0} \frac{\ln(1 + \varepsilon)}{\varepsilon}, \quad (15.51)$$

де σ_{TM} - термомеханічна напруга, що генерується матеріалом з ЕПФ при відновлюванні форми; V і ε - відповідно об'єм та відносна лінійна деформація силового елемента; ΔQ - прихована теплота мартенситного перетворення; θ_0 , $\Delta \theta_0$ - відповідно температура термодинамічної рівноваги та її зміщення, викликане зовнішнім навантаженням.

Кут α між площиною основи конусного елемента та твірною розраховується із забезпечення деформації, що не перевищує величину для внутрішнього і для зовнішнього діаметрів (див. рис.15.24). Абсолютні величини деформації по внутрішньому та зовнішньому діаметрах:

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\sin \alpha} ; \quad (15.52)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\sin \alpha} . \quad (15.53)$$

Кут α розраховується за довжиною твірної:

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\sin \alpha} + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\sin \alpha} ; \quad (15.54)$$

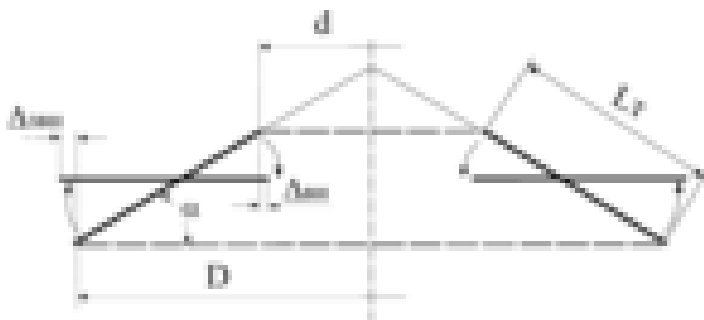
$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\sin \alpha} ; \quad (15.55)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\sin \alpha} . \quad (15.56)$$

Товщину приводного елемента конусного типу можна визначити за виразом [61]:

$$h = \frac{F_{\max}}{\pi \cdot D \cdot \sigma_{\text{TM}}} , \quad (15.57)$$

де F_{\max} - максимальне навантаження, Н; D - зовнішній діаметр



елемента, м; σ_{TM} - термомеханічна напруга, Па

Рис.15.24. Модель для розрахунку параметрів конічного елемента

Розробка методики розрахунку параметрів конічних шайб вимагає більш детального вивчення і врахування особливостей та режимів роботи контактних систем електроустановок, аналіз яких наведено у попередніх розділах.

Розрахунки параметрів та характеристик конічних шайб із сплавів з ЕПФ та ЕНП мають певні особливості.

При наявності у контактному з'єднанні вільного ходу для відновлення форми конічним елементом із сплаву з ЕПФ та умови

$F_{\text{ТШ}}^{\text{макс}} = N_{\text{НОМ}}$ забезпечення номінального тиску можна розрахувати товщину за виразом:

$$h(\theta, M) = \frac{N_{\text{НОМ}}}{\sigma_{\text{ТМ}}(\theta) \cdot (-B_1 \cdot M^2 + B_2 \cdot M + B_3) \cdot \pi \cdot D \cdot 10^{-2}} \cdot \quad (15.58)$$

На рис. 15.25 наведено тримірну залежність товщини шайби від температури та вільного ходу відновлення форми.

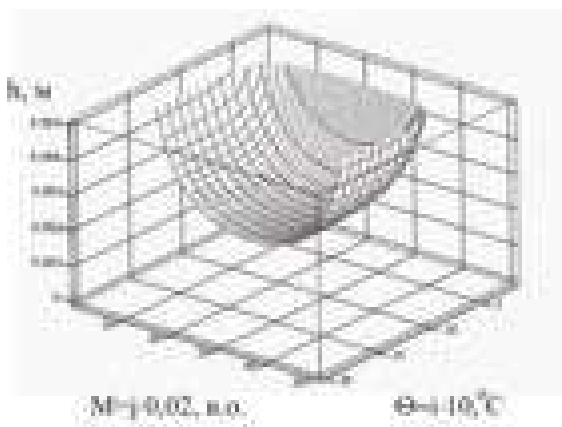


Рис.15.25. Залежність товщини шайби із сплаву з ЕПФ від температури та вільного ходу відновлення форми (за умови забезпечення у контакті номінального тиску)

Мінімально можлива товщина тарілчастої шайби (за умови забезпечення номінального зусилля) буде відповідати вільному ходу відновлення форми $M=0,5$ і буде визначатись виразом:

$$h_{\min}(\sigma_{\text{TM}}, D) = \frac{N_{\text{НОМ}}}{\pi \cdot D \cdot \sigma_{\text{TM}}}. \quad (15.59)$$

Для стану контактного з'єднання, коли виконується умова $0 < N < N_{\text{НОМ}}$ визначити товщину конічної шайби з ЕПФ можна на основі рівняння (15.38):

$$h(N) = \frac{F_{\text{ТШ}} + (n \cdot \theta^2 - k) \cdot N}{\sigma_{\text{TM}} \cdot \pi \cdot D}. \quad (15.60)$$

Математичну модель взаємозв'язку основних геометричних та термомеханічних параметрів конічного елемента можна також отримати на основі виразу (15.50):

Враховавши, що

$$W = F_{\text{ТШ}} \cdot M,$$

отримаємо:

$$F_{\text{ТШ}} \cdot M = \sigma_{\text{TM}} \cdot \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} \cdot h \cdot \ln(1 + \varepsilon). \quad (15.61)$$

Хід відновлення форми M (абсолютну величину) можна виразити через геометричні параметри конічної шайби та відносну величину її деформації:

$$M = \sqrt{\left(0,75 \cdot \varepsilon \cdot D + \frac{D-d}{2}\right)^2 - \left(\frac{D-d}{2}\right)^2}. \quad (15.62)$$

Тоді формула для розрахунку товщини конічної шайби буде:

$$h = 4 \cdot \frac{F_{\text{ТШ}} \cdot \sqrt{\left(0,75 \cdot \varepsilon \cdot D + \frac{D-d}{2}\right)^2 - \left(\frac{D-d}{2}\right)^2}}{\sigma_{\text{ТМ}} \cdot \pi \cdot (D^2 - d^2) \cdot \ln(1 + \varepsilon)}. \quad (15.63)$$

Необхідно відмітити, що рівняння (15.63) у наведеному вигляді дає можливість розрахувати для заданих умов товщину конічної шайби із сплаву з ефектом надпружності, а при врахуванні залежності термомеханічної напруги від температури розраховувати товщину конічної шайби із сплаву з ефектом пам'яті форми.

15.2. Математичне моделювання електротеплових та електро-механічних процесів у роз'ємних контактних системах при проходженні струмів короткого замикання

15.2.1. Роз'ємні контактні системи та їх режими роботи

Роз'ємні контактні з'єднання в електроустановках систем електропостачання застосовуються для розмикання і замикання струмоведучих частин у комутаційних апаратах (вимикачі, роз'єднувачі, контактори і т.д.).

Умови роботи роз'ємних контактних з'єднань більш тяжкі у порівнянні з роботою розбірних або нерозбірних контактів, а саме:

1. При розмиканні і замиканні ланцюгів зі струмом між контактами може виникати електрична дуга, яка руйнує поверхню контакт-деталей.

2. У процесі розмикання і замикання сила взаємного натискання роз'ємних контактів змінюється. Номінальний контактний тиск у роз'ємних контактах менше у порівнянні з іншими типами з'єднань.

3. Роз'ємні контактні поверхні, знаходячись у розімкнутому положенні, більш піддані окислюванню.

4. Роз'ємні контактні поверхні при замиканні ушкоджуються внаслідок ударів.

Роз'ємні контактні з'єднання крім задоволення тим загальним вимогам, що були перераховані раніше, повинні задовольняти наступним умовам:

1. Контакти повинні мати достатню механічну міцність і витримувати нормовану кількість комутацій.

2. При включенні електроустановок під навантаженням не повинно бути надмірного руйнування контактів електричною дугою, що перешкоджає їхній справній подальшій роботі.

3. При включенні на існуюче в ланцюзі коротке замикання не повинно відбуватись руйнування чи зварювання контактів.

З метою узагальнення вивчення процесів у контактних комутаційних системах прийнято проводити умовний розподіл на контакти для малих, середніх і великих струмів. Контактні з'єднання на малі струми розмикають і замикають ланцюги від одиниць і десятків міліампер до одиниць амперів, на середні струми – від десятків до сотень амперів і на великі струми – від однієї до декількох десятків тисяч ампер.

Характерною рисою контактів на малі струми є великий опір контакту та значна залежність його від зовнішніх факторів. Контакти на середні і великі струми відрізняються меншим перехідним опором і наявністю високих температур нагрівання.

Сила контактного натискання у роз'ємних контактах також впливає на їхню роботу. У даних контактних системах контактний тиск коливається від 0,005 Г до 50...150 Г та вище, а в контактах на середні і великі струми від 0,5 кГ до декількох сотень кілограмів.

В залежності від геометричної форми контактних тіл і кількості точок торкання всі роз'ємні контактні з'єднання розділяються на точкові, лінійні і поверхневі.

За конструктивним виконанням усі роз'ємні контактні з'єднання на середні і великі струми можуть бути розділені на наступні види: а) торцеві; б) розеткові; в) пальцеві; г) щіткові; д) врубні (пружні).

З цього ряду торцеві і розеткові контакти знаходять найбільше застосування в сучасних комутаційних апаратах. У порівнянні з іншими типами контактів вони мають менший перехідний опір і значно надійніші в роботі.

Особливості роботи роз'ємних контактних з'єднань.

У роботі роз'ємних контактів розрізняють три стани: 1) замкнутий; 2) процес розмикання; 3) замикання контактів.

Процеси у замкнутому (статичному) стані роз'ємних контактних з'єднань, коли контактуючі поверхні не переміщаються одна відносно другої, аналогічні процесам, що відбуваються у нерухомих контактах. Однак з появою струмів короткого замикання (в залежності від їхньої величини) може відбуватися відкидання або вібрація контактів за рахунок появи електродинамічних і електромагнітних сил.

Характерною рисою другого режиму є поява електричної дуги і її термічна, руйнівна дія – випар і розбризкування матеріалу контактів.

При замиканні, внаслідок невеликого проміжку часу, відбувається незначний електричний знос контактів. Однак, з появою вібрації за рахунок пружних властивостей контакт-деталей чи струму короткого замикання, режим роботи контактів під час замикання значно погіршується. Дуга у цьому випадку внаслідок малих відстаней і великих струмів (які часто мають місце в момент замикання) руйнує контакти значно більше, ніж при розмиканні.

У даній роботі передбачається проведення теоретичного аналізу теплових, електричних та електромеханічних процесів у комутаційних системах при проходженні струмів короткого замикання з урахуванням впливу функціональних властивостей елементів із сплавів з ЕПФ.

15.2.2. Нагрівання контактних комутаційних систем струмами короткого замикання

Короткочасний процес нагріву контактів електричних апаратів струмами короткого замикання має характерні особливості:

а) процес нагрівання відбувається на протязі відносно короткого часового інтервалу;

б) велика густина струму у зоні контактних площадок, та значна інтенсивність їх нагріву;

в) прояв електродинамічних сил, які діють на окремі елементи контактної системи.

При значних величинах струмів короткого замикання і недостатньому контактному тиску може відбутись оплавлення або зварювання контактних елементів, що для електричних апаратів є недопустимим.

Таким чином, в електричних апаратах контактні системи повинні витримувати у замкнутому положенні теплову і електродинамічну дію струму короткого замикання заданої величини, без помітного оплавлення або зварювання. Цим характеризується стійкість електричного апарату при наскрізних струмах короткого замикання.

Максимальна температура нагрівання контактної площадки визначається за виразом [58]:

$$\theta_M(t) = \frac{\theta_0}{\cos \beta} \cdot \left[1 - (1 - \cos \beta) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \right], \quad (15.64)$$

відповідно:

$$\beta = \frac{I \cdot A^{1/2} \cdot \sqrt{\pi \cdot N_{KD}}}{4 \cdot \lambda \cdot \sqrt{N}}; \quad (15.65)$$

$$\tau = \frac{\pi^2 \cdot C \cdot \gamma \cdot r_o^2}{24 \cdot \lambda}, \quad (15.66)$$

де θ_0 – прогнозоване значення температури віддаленої точки контакту, $^{\circ}\text{C}$; t – час, с; I – електричний струм, А; A – число Лоренца, $(\text{В}/^{\circ}\text{C})^2$; $H_{\text{КД}}$ – мікротвердість матеріалу контактів, Па; λ – питома теплопровідність, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$; N – сила стиснення контактів, Н; C – питома теплоємність, $\text{Вт}\cdot\text{с}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$; γ – питома електропровідність, $\text{Ом}\cdot\text{м}^{-1}$; r_0 – радіус площадки дотику, м.

При умові забезпечення термічної стійкості контактів радіус площадки дотику контактів можна записати:

$$r_0 = \sqrt{\frac{N}{\pi \cdot H_{\text{КД}}}}. \quad (15.67)$$

Аналіз розрахунків за виразом (15.64) показав, що нагрівання площадки контактування до усталеної температури відбувається за час $t < 0.02$ с.

$$\theta_M(N) = \frac{\theta_0}{\cos\left(\frac{I \cdot \sqrt{A \cdot \pi \cdot H_{\text{КД}}}}{4 \cdot \lambda \cdot \sqrt{N}}\right)}. \quad (15.68)$$

На рис.15.26 показані розрахункові залежності максимальної температури площадки контакту від контактного тиску при дискретних значеннях електричного струму (за рівнянням 15.68).

Для аналізу залежності максимальної температури від часу протікання струму та зусилля контактного тиску необхідно вираз (15.64) представити у наступному вигляді:

$$\theta_M(t, N) = \theta_0 \cdot \frac{\left\{ 1 - \left[1 - \cos \left(I \cdot A^{0.5} \cdot \frac{\sqrt{\pi \cdot H_{\text{КД}}}}{4 \cdot \lambda \cdot \sqrt{N}} \right) \right] \cdot e^{-\frac{t}{\tau(N)}} \right\}}{\cos \left(I \cdot A^{0.5} \cdot \frac{\sqrt{\pi \cdot H_{\text{КД}}}}{4 \cdot \lambda \cdot \sqrt{N}} \right)}. \quad (15.69)$$

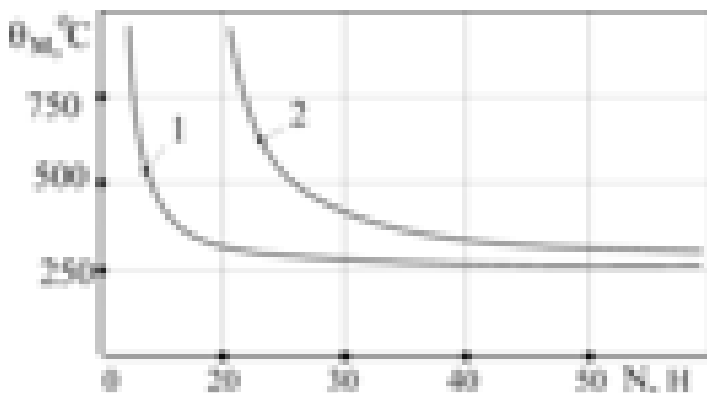


Рис.15.26. Розрахунок максимальної температури площадки контакту в залежності від зусилля контактного тиску: 1 – $I=2500$ А; 2 – $I=5000$ А

15.2.3. Електромеханічні процеси у контактній системі при проходженні струмів короткого замикання

Разом з тепловою дією струму короткого замикання на окремі струмоведучі елементи контактів можуть діяти

електродинамічні сили, які теж суттєво можуть впливати на режим роботи контактних систем [38].

У загальному випадку результуючу приведену електродинамічну силу, яка діє на струмоведучий елемент контакту, можна представити сумою двох електродинамічних сил [38]:

$$F_{ед} = F_{ед1} \pm F_{ед2}, \quad (15.70)$$

де $F_{ед1}$ - електродинамічна сила, яка обумовлена стягуванням ліній струму в місці контакту (направлена завжди в протилежну сторону сили N стягуючих пружин або ін.); $F_{ед2}$ - приведена електродинамічна сила взаємодії струмоведучих елементів контактної системи.

Напрямок сили $F_{ед2}$ залежить від геометричної форми контактних елементів та взаємного їх розташування у контактній системі.

Загальна результуюча сила контактного тиску при наявності електродинамічних сил може бути представлена сумою [38]:

$$F_{сум} = N - (F_{ед1} \pm F_{ед2} + F_{ем}); \quad (15.71)$$

$$F_{ем} = 10^{-7} \mu \cdot h \cdot I^2 / [r_0^2 \cdot (1 - \mu)], \quad (15.72)$$

де $F_{ем}$ - електромагнітна сила, яка обумовлена стисканням мікроділянки (перешийка, по якому струм переходить із однієї контакт-деталі в іншу); μ - коефіцієнт Пуассона (для металів $\mu = 0,3 \dots 0,35$); h - висота мікровиступів контактуючої поверхні; I - електричний струм; r_0 - радіус фактичної площини контактування.

Якщо сумарне значення $(F_{ед1} \pm F_{ед2} + F_{ем})$ направлене у сторону розмикання контактів, то це приводить до зниження $F_{сум}$, або до короткочасного відкидання (розмикання) контактів. У

першому випадку створюються умови для інтенсивного нагрівання площадок дотику, а в другому - в контактній системі утворюється електрична дуга, яка пошкоджує поверхню контактів. Моделюванням $F_{\text{СУМ}}$ встановлено [38], що співвідношення між компонентами сумарного зусилля має наступний характер:

$$F_{\text{ед1}} \gg F_{\text{ед2}} \gg F_{\text{ем}}, \quad (15.73)$$

що дозволяє у межах похибки до 5% враховувати тільки першу складову.

Електродинамічна сила $F_{\text{ед}}$, що обумовлена стягуванням ліній струму при будь-якій формі перерізу контакт-деталей визначається за виразом [38]:

$$F_{\text{ед}} = 1,02 \cdot 10^{-7} \cdot i_t^2 \cdot \ln \sqrt{\frac{P}{P_o}}, \quad (15.74)$$

де i_t - електричний струм, А; P - переріз контактного елемента у місці, де не має викривлень ліній струму, мм^2 ; P_o - фактична площа дотику, $P_o = \pi \cdot r_o^2$, мм^2 ; r_o - радіус зони контакту, мм; розмірність коефіцієнта $1,02 \cdot 10^{-7} [\text{Н}/\text{А}^2]$.

Для аналізу електромеханічних процесів у контактній системі представимо електричний струм i_t , як змінну величину у часі, тоді:

$$F_{\text{ед}} = 1,02 \cdot 10^{-7} \cdot [i_p(t) + i_a(t)]^2 \cdot \ln \sqrt{\frac{P}{P_o}}, \quad (15.75)$$

де $i_p(t)$, $i_a(t)$ - періодична та аперіодична складові струму короткого замикання.

Дослідження електричних процесів проведено на прикладі контактної системи рис.15.27. Вихідні дані: амплітудне значення

періодичної складової струму короткого замикання $I_{pm} = 5000$ А; початкове значення аперіодичної складової струму короткого замикання $I_{am} = 4100$ А; $P = 66$ мм²; $P_o = 0,1139$ мм², $N = 3$ Н.

На рис.15.28 представлено характеристику зміни сил, що діють на елементи контакту у часі при протіканні струму короткого замикання.

Із рис.15.28 видно, що знак результуючої сили $F_{\text{сум}}$ періодично змінюється, тобто відбувається періодичне відкидання контактів 1 (рис.15.27) і, відповідно, розмикання контактної системи.

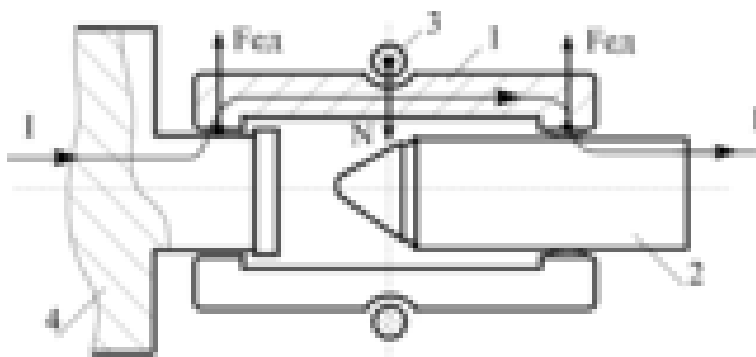


Рис.4.27. Кінематична схема контактного з'єднання та схема дії сил: 1 – ламель; 2 – рухомий контакт; 3 – пружина; 4 – основа контакту

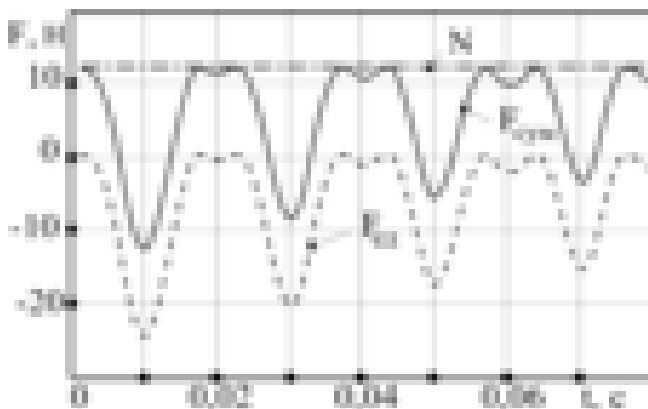


Рис.15.28. Зміна сил, що діють на елементи контактної системи у часі: $F_{ед}$ – електродинамічні сили; N – сила сталюї пружини; $F_{сум}$ – результуюча сила

15.2.4. Принципи компенсації електродинамічних сил у контактних комутаційних системах

Підвищення стійкості замкнутих контактів при струмах короткого замикання може бути досягнуто : збільшенням сили основного контактного тиску і розташуванням робочих поверхонь контакт-деталей під кутом до напрямку вектора сили основного контактного тиску; збільшенням кількості точок контактування шляхом заміни однієї контакт-деталі декількома (паралельно з'єднаними між собою); застосуванням електродинамічних або магнітних компенсаторів; застосуванням активних термостабілізаторів тиску із сплавів з ЕПФ.

Перший спосіб є найбільш простим, але при збільшенні сили основного контактного тиску необхідно значно збільшувати потужність привода, який вмикає і вимикає апарат, а також механічну міцність окремих деталей. Остання обставина приводить до збільшення габаритів, маси і вартості апаратів. Підвищення сили

основного контактного тиску також приводить в окремих випадках до передчасного механічного зношування поверхні контакт-деталей.

Другий і третій способи пов'язані з ускладненням конструкцій контактних систем: Збільшення точок контактування (збільшення кількості паралельних елементів) приводить також до зниження надійності апаратів.

Для повної або часткової компенсації електродинамічних сил застосовуються електродинамічні і електромагнітні компенсатори [58]. Дія цих технічних способів базується на взаємодії струмів, які проходять через паралельні (із взаємного розташування) струмоведучі елементи. Вони можуть виконуватись з однією або двома петлями (рис.15.29а і 15.29б) [58].

Електромагнітний компенсатор (магнітний замок) являє собою дві сталі пластини 2, які знаходяться зовні струмоведучого елемента 3 (рис.15.30.) [58]. Елементи 2 і 3 утворюють рухому контакт-деталь, 1 нерухомий контакт. При проходженні струмів короткого замикання через контактну систему, виникають електромагнітні сили, які прижимають пластини 2 до струмоведучих елементів 3 . Це створює додатковий тиск у з'єднанні контактів 1 і 3.

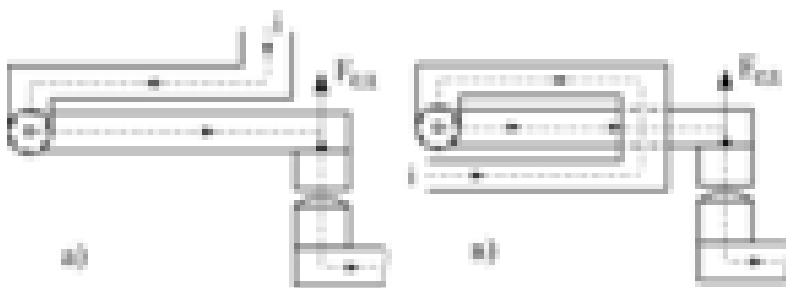
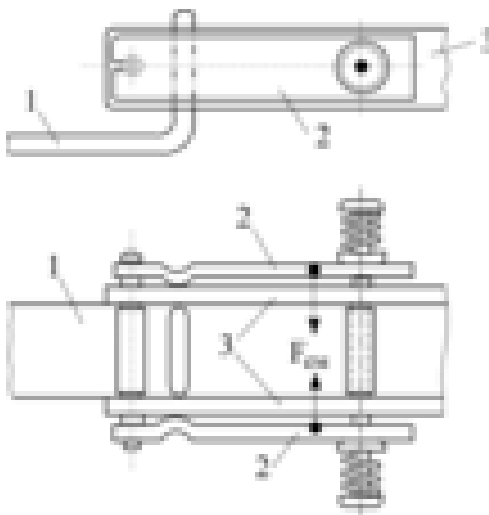


Рис.4.29. Електродинамічні компенсатори**Рис.15.30. Електромагнітний компенсатор:** 1 – нерухомий контакт; 2 - сталі пластини; 3 – струмоведучі елементи рухомого контакту

Позитивний ефект вище наведених технічних способів полягає у вирішенні задачі компенсації сил, які відкидають контактні елементи. Однак компенсація сил досягається значною переробкою і ускладненням конструкцій контактних систем. Електродинамічні і електромагнітні компенсатори не забезпечують стабілізацію контактного тиску при накопиченні залишкової деформації в елементах контактної системи (при зростанні перехідного опору і температури в межах номінального електричного навантаження).

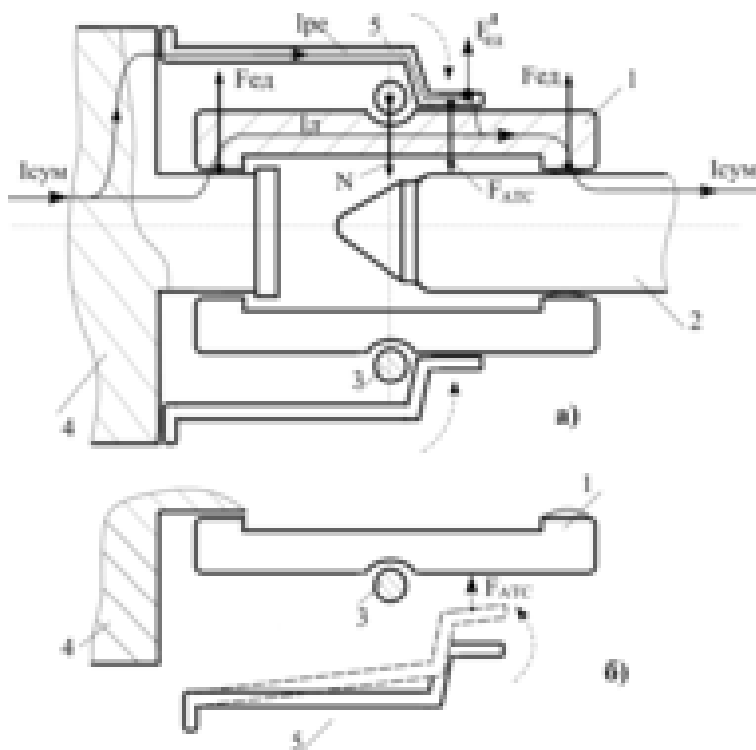


Рис.15.31. Кінематична схема контактного з'єднання та схема дії сил: 1 – ламель; 2 – рухомий контакт; 3 – стальна пружина; 4 – основа контакту; 5 – реагуючий елемент із сплаву з ЕПФ

Усунути вказані недоліки дає можливість застосування активних термостабілізаторів контактного тиску (АТС) із функціональних сплавів [54,57]. Принцип роботи активних термочутливих елементів із сплавів з ЕПФ полягає у надшвидкому перетворенні теплової енергії у механічну роботу компенсації електродинамічних сил при прямому їх нагріванні електричним струмом.

Кінематична схема контактної системи з АТС представлена на рис.15.31. Електрично АТС з'єднується паралельно струмоведучим елементам контактного з'єднання, що дає змогу відвести частину струму на термочутливий елемент. Кінематично АТС монтується таким чином, що основа його є нерухомою, а протилежна частина при відновленні форми може переміщуватись до центру контактного з'єднання і створювати додаткову силу.

Вивчення властивостей та ефективності АТС передбачає проведення експериментального і математичного моделювання електротеплових та електромеханічних процесів [54,57].

15.2.5. Математичне моделювання температури площадки контактування у комутаційній контактній системі, обладнаній активними стабілізаторами тиску

Попередній аналіз моделювання температури θ_m площадки контактування показав, що значний вплив на процес нагрівання здійснює сила контактного тиску. Зміна контактного тиску у замкненому режимі контактної системи (при наскрізних струмах короткого замикання) зменшує або збільшує темп зростання температури θ_m . Тому доцільно провести дослідження впливу характеристик АТС на температуру розігріву контактної площадки.

Необхідно відмітити, що у випадку нагрівання контактів струмом короткого замикання процес зміни температури достатньо складний і залежить, у великій мірі, від теплової інерції контактної області.

Теоретичним моделюванням та експериментальними дослідженнями встановлено, що АТС при прямому нагріванні електричним струмом забезпечує досягнення усталеного температурного режиму контактів за час $t=0,005...0,008$ с. Для класичного контакту (без АТС) даний показник складає близько 0,02 с.

Виходячи з вищенаведених міркувань, запропоновано розглядати процес нагрівання системи “контакт - АТС” як квазістаціонарний.

Для аналізу вираз (15.69) необхідно доповнити наступним чином [93]:

$$\theta_m(t) = \theta_0 \cdot \frac{\left\{ 1 - \left[1 - \cos \left(I \cdot A^{0.5} \cdot \frac{\sqrt{\pi \cdot H_{\text{кд}}}}{4 \cdot \lambda \cdot \sqrt{N + F_{\text{ATC}}(t) - F_{\text{ед}}(t)}} \right) \right] \right\} \cdot e^{-\frac{t}{\tau(t)}}}{\cos \left(I \cdot A^{0.5} \cdot \frac{\sqrt{\pi \cdot H_{\text{кд}}}}{4 \cdot \lambda \cdot \sqrt{N + F_{\text{ATC}}(t) - F_{\text{ед}}(t)}} \right)} \quad (15.76)$$

Результати моделювання за рівнянням (15.76) представлено на рис.15.32. Криві 1, 2 та 3 відповідають різним характеристикам АТС ($1 - F_{\text{ATC}1}^{\text{max}}$; $2 - F_{\text{ATC}2}^{\text{max}}$; $3 - F_{\text{ATC}3}^{\text{max}}$ · $F_{\text{ATC}1}^{\text{max}} > F_{\text{ATC}2}^{\text{max}} > F_{\text{ATC}3}^{\text{max}}$).

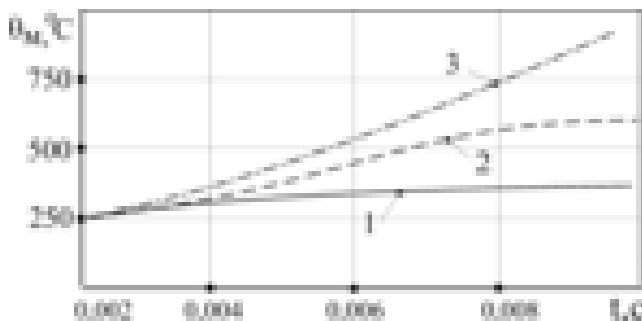


Рис.15.32. Залежність максимальної температури контактної площадки від часу протікання струму при різних термомеханічних характеристиках АТС

У проведених розрахунках $F_{\text{ATC}3}^{\text{max}} = 0$ (АТС відсутній у контактній системі). Форма кривих 1, 2 та 3 дає можливість дати якісну оцінку впливу АТС на зміну температури контактної площадки.

15.2.6. Математичне моделювання електромеханічних процесів у

контактних з'єднаннях з вмонтованими активними термостабілізаторами тиску

Математичний аналіз електромеханічних процесів представлено на прикладі контактної системи рис.15.31. Крім конструкції контактного з'єднання на рис.15.31 показані електричні кола струмозподілу, направлення векторів сил: пружини - N ; електродинамічних сил - $F_{ед}$ та сил термочутливих елементів - $F_{АТС}$.

Дослідження електромеханічного процесу у контактній системі з АТС можна виконати за наступним рівнянням [57]:

$$F_{СУМ}(t) = N + F_{АТС}(t) - F_{ед}(t), \quad (15.77)$$

де $F_{АТС}(t)$ – визначається рівняннями термомеханічної характеристики за умови прямого нагрівання термочутливого елемента електричним струмом.

Враховуючи незначний вплив $F_{ем}(t)$ на зміну сумарної сили, цією складовою можна знехтувати [58].

Розрахункове графічне зображення $F_{СУМ}(t)$ представлено на рис.15.33.

Порівняння характеристик рис.15.28 та рис.15.33 дає можливість зробити висновок про позитивний ефект стабілізації контактного тиску за допомогою активних термочутливих елементів із сплавів з ЕПФ. Процес стабілізації контактного тиску залежить від механічної характеристики АТС. Умова $F_{СУМ}(t) > 0$ може бути забезпечена на протязі часу $t \approx 0,01 \dots 0,02$ с.

Необхідно відмітити, що основним параметром, який впливає на зміну механічної характеристики є площа поперечного перерізу АТС. Цей висновок викликає необхідність розробки узагальненого методу оптимізації площі поперечного перерізу АТС для конкретних умов контактної системи.

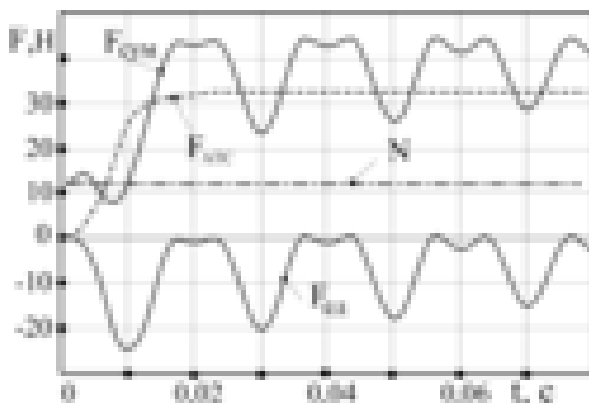


Рис.15.33. Розрахунок зміни зусиль, які діють на елементи контактної системи, обладнаної АТС

15.2.7. Оптимізація площі поперечного перерізу активних термостабілізаторів тиску

Умову оптимізації площі поперечного перерізу АТС можна сформулювати наступним чином:

$$F_{\text{сум}}(S_{\text{опт}}, I, t) \geq N, \quad (15.78)$$

де $S_{\text{опт}}$ - оптимальна площа поперечного перерізу АТС.

Для пошуку узагальненого знаходження $S_{\text{опт}}$ необхідно прийняти наступні положення. Виходячи з попереднього аналізу, можна констатувати - електродинамічна сила $F_{\text{ед}}$ досягає максимального значення за час $t = 0,01$ с. При цьому струм досягає максимального значення i_y (ударна величина струму короткого замикання). Тому в подальшому можна прийняти для розрахунку: $t = 0,01$ с; $I = i_y < i_{\text{max}}$ (де i_{max} - амплітудне значення струму динамічної стійкості контактної системи).

Тоді рівняння (15.78) прийме вигляд:

$$N + F_{ATC} (S_{opt}, t = 0.01) - F_{ед} (I = i_y, t = 0.01) \geq N; \quad (15.79)$$

$$F_{ATC} (S_{opt}, t = 0.01) - F_{ед} (I = i_y, t = 0.01) \geq 0. \quad (15.80)$$

Для пошуку величини S_{opt} виконаємо перетворення з урахуванням прийнятих положень:

$$\begin{aligned} \theta(S, t = 0.01) = & 5.328 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{W(t = 0.01)}{S^2} + 1.28 \cdot 10^{-18} \cdot \frac{W(t = 0.01)^2}{S^4} + \\ & + 4.014 \cdot 10^{-29} \cdot \frac{W(t = 0.01)^3}{S^6} \end{aligned} \quad (15.81)$$

Підставивши (15.81) у рівняння математичної моделі термомеханічної характеристики АТС, отримаємо залежність зусилля від площі поперечного перерізу:

$$F_{ATC} (S, t = 0.01) = \text{if}(\theta(S, t = 0.01) > 90, M_{ATC} (S, t = 0.01), K_{ATC} (S, t = 0.01)); \quad (15.82)$$

$$M_{ATC} (S, t = 0.01) = (1 - e^{-\theta(S, t = 0.01) \cdot A_1}) \cdot A_2 \cdot L_o - A_3 \cdot L_o; \quad (15.83)$$

$$K_{ATC} (S, t = 0.01) = A_4 \cdot \theta(S, t = 0.01)^4 \cdot L. \quad (15.84)$$

Пряме аналітичне рішення рівняння (15.80) знайти не можливо, так як вираз дуже складний. При цьому можна використати два рішення - графічне і аналітичне у програмному середовищі MathCad.

Для рішення одного рівняння з одним невідомим використовується функція $\text{root}(f(S), S)$. Оптимальне значення площі

поперечного перерізу буде відповідати умові рівності лівої частини рівняння (15.80) нулю.

Графічне знаходження $S_{\text{опт}}$ представлено на рис. 15.34, де точка А відповідає для прийнятих умов величині $S_{\text{опт}} = \quad \text{м}^2$.

Аналітичне рішення (15.80) у програмному середовищі “MathCad” буде наступним:

$$= \quad , \text{root}(F_{\text{АТС}} - F_{\text{ед}}(S), S) = 6.235 \cdot 10^{-6},$$

де \quad - початкове наближення. Відповідно для прийнятих вихідних умов $S_{\text{опт}} = 6,235 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$.

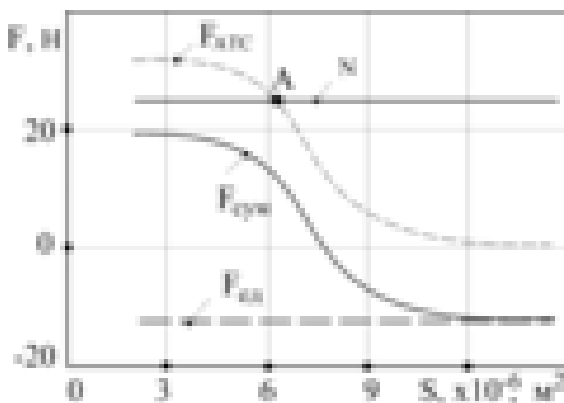


Рис. 15.34. Графічне рішення рівняння (15.80)

Таким чином, найбільший вплив на стан розбірних контактів створюють фактори контактного тиску і температури. Зменшення контактного тиску призводить до зростання перехідного опору, температури контакту, підвищення темпу окислення контактуючих поверхонь. Зменшення контактного тиску у два рази призводить до початкового зростання перехідного опору у 2,5-3 рази. При цьому збільшення темпу росту окисних плівок призводить до подальшого зростання перехідного опору та зменшення періоду нормальної екс-

плуатації контактів у 3-4 рази. Теоретичний аналіз показав, що проходження струмів короткого замикання через розбірні контактні системи, наприклад алюмінієвих шин призводить до підвищеного їх нагріву (температура $+200...+250$ °C) та перевищення (над номінальним рівнем) механічної напруги у болтах – $220...270$ МПа, шинах – $80...120$ МПа. Зазначений рівень перевищення механічної напруги створює залишкові деформації у болтах і шинах з'єднання.

Існуючий ряд технічних способів та засобів стабілізації контактного тиску не дає можливості забезпечити ефективне управління контактним тиском у розбірних контактах. Застосування найбільш ефективних засобів – сталених тарілчастих пружин за ГОСТ3057-90 дозволяє зменшити зростання механічної напруги у контактах при проходженні струмів короткого замикання тільки до рівня 30 %.

Дослідженнями електротеплових та тепломеханічних процесів у контактах встановлено, що стабілізація контактного тиску забезпечує стабілізацію опору стягування ліній струму R_c і тільки частково зменшує темп росту оксидних плівок та опору тунельного ефекту квазіметалевого контакту адгезійних і пасивуючих плівок $R_{\text{тун}}$. Доказано, що максимально уповільнити процес росту плівок і перехідного опору $R_{\text{пер}}$ можливо шляхом динамічного управління контактним тиском в залежності від температури контакту.

Теоретично обґрунтовано та експериментально доведено, що електротеплові, тепломеханічні та електромеханічні процеси в контактних системах електрообладнання та режими їх функціонування за своєю природою співпадають з фізичними умовами виникнення явищ ЕПФ та ЕНП у функціональних сплавах.

У роботі вперше теоретичними та експериментальними дослідженнями обґрунтовано метод динамічного управління контактним тиском у розбірних контактних системах на основі використання властивостей функціональних сплавів. Застосування даного методу дозволяє стабілізувати тиск у межах $\pm 5\%$ та подовжити термін експлуатації розбірних контактів у 3-4 рази.

Контакти комутаційних апаратів зазнають впливу крім вищезазначених факторів - негативної дії струмів короткого замикання, що супроводжується появою електродинамічних сил, які короткочасно

зменшують контактний тиск, або розривають електричне коло контакту. Існуючі засоби стабілізації тиску у роз'ємних контактах пов'язані з недоліками необхідності зміни конструкцій контактів, збільшенням їх габаритів і, відповідно, вартості.

На основі аналізу електротеплових та електромеханічних процесів у роз'ємних контактах встановлено, що динамічне управління контактним тиском у режимі проходження струмів короткого замикання ефективно забезпечується активними термостабілізаторами тиску із сплаву з ЕПФ при їх прямому нагріванні електричним струмом. Встановлено, що компенсація електродинамічних сил за допомогою пристроїв АТС досягається за час $t < 0,01$ с, що сприяє зменшенню термічного пошкодження контактів, подовженню їх терміну експлуатації та, відповідно, надійності.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Фізична суть ефекту пам'яті форми.
2. Як здійснюється контроль температури електричних контактів в електроустановках?
3. Як здійснюється контроль температури контактів з використанням термоіндикаторів із сплаву з ЕПФ?
4. Як функціонує стабілізатор контактного тиску із сплаву з ЕПФ в електричних розбірних контактах?
5. Пояснити фізичну суть ефекту надпружності та його використання в електротехнічних системах.
6. Яким чином здійснюється стабілізація контактного тиску у роз'ємних електричних контактах?

РОЗДІЛ 16

ЗАХИСТ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУГ

16.1. Фізична картина виникнення атмосферних перенапруг і їх небезпека

Над землею поверхнею весь час рухаються хмари. Під дією струменів теплого повітря, що піднімаються від землі, найдрібніші частинки, з яких складаються хмари (кристалики льоду, крапельки води), труться між собою і електризуються. Електричні заряди нагромаджуються на пластинах своєрідного конденсатора, в якому одна пластина (хмара) заряджається негативними зарядами, а друга пластина (земля) позитивними зарядами. Напруженість електричного поля хмара-земля становить в середньому 10 кВ/см. На гострих кінцях щогл електропередачі, будівель, на вершинах дерев, що перебувають у цьому полі, напруженість збільшується. Повітря – поганий провідник електрики, але коли напруженість електричного поля досягає критичного значення (25–30 кВ/см) відбувається розряд у вигляді блискавки. Цей розряд починається з утворення каналу слабого світіння, що рухається поштовхами з швидкістю 100...1000 км/с ступенями близько 50 м. Ця фаза блискавки називається *ступінчастим лідером*. Коли лідер досягає землі, відбувається основний розряд, який ми бачимо у вигляді блискавки. Така блискавка називається *лінійною*. Розряд може відбуватись не лише між хмарию і землею, а й між двома хмарами. Тривалість розряду блискавки становить кілька десятих часток секунди, а іноді 1–2 с. Напруга блискавки може перевищувати 50 МВ, а струм досягати 5–100 кА [67,68].

Проте кількість електрики окремої блискавки невелика і становить 20–100 Кл. Енергії однієї блискавки вистачило б лише на живлення стоватної лампочки протягом доби. Лінійна блискавка може мати довжину від кількох сотень метрів до 2–3 км, а іноді навіть більше, ніж 10 км.

Під час розряду температура каналу досягає 20000° С. Повітря при цьому швидко нагрівається, розширюється і вибухає. Цей процес супроводжується яскравим світінням і громом. Після розряду повітря швидко охолоджується і звужується, тому грім триває, і після розряду блискавки. Багаторазовий розряд блискавки або багаторазове відбиття звуку від хмар і різних предметів на землі спричиняють гуркіт грому.

Розряд блискавки супроводжується електромагнітними, тепловими й механічними діями на різні об'єкти. Блискавка може викликати індуковану напругу в проводах електромережі, зовнішніх радіоантенах й інших металевих конструкціях, розміщених близько від місця розряду блискавки.

Перенапруга в мережах, спричинена розрядом блискавки у разі прямого удару в лінію, а також індукована у разі близького від лінії розряду, називається *атмосферною перенапругою*. Якщо немає надійного захисту, то розряди блискавки можуть призвести до смертельних уражень людей, пошкоджень апаратури, пожеж. Ураження людей буває у разі занесення високих потенціалів у приміщення повітряними лініями. Воно може статися на відстані 1–1,5 м від проводки. Ураження можливе у разі дотикання до споруд або обладнання, на яких з'явився високий потенціал. Тому під час грози не слід дотикатись до вимикачів, розеток, патронів тощо. Не слід стояти під час грози під деревом, оскільки у разі дотикання до дерева, яким проходить електричний розряд, можна потрапити під напругу, що становить близько 10% повного потенціалу дерева в момент розряду. Під час грозових розрядів небезпечно перебувати на відкритому високому місці, поряд з електричними і телефонними лініями. Слід ховатися в невеликих лощинах, на схилах пагорба, біля великих каменів. Якщо схованки немає, то треба присісти до землі і перечекати грозу.

Перенапруга в електроустановках може також викликати пошкодження ізоляції і призвести до пошкодження апаратури й аварії. За прямого удару блискавки в опору електропередачі струм блискавки, що проходить волокнами дерева, спричиняє миттєве випаровування вологи в деревині. Вибухоподібне випаровування вологи розщеплює деревину. У разі удару блискавки в металеві частини може виплавитися метал на глибину кількох міліметрів, а у разі попадання блискавки в кам'яні та цегляні будівлі внаслідок дії електростатичних сил споруди можуть зруйнуватись.

16.2. Захист електроустановок від прямих ударів блискавки

У нашій країні найбільше гроз припадає на червень, липень і серпень. За грозовою інтенсивністю розрізняють *сильногрозові райони* (понад 30 грозових днів на рік), *грозові райони* (менше 10–30 грозових днів на рік) і *слабогрозові* (менше 10 грозових днів на рік). У грозових і сильногрозових районах потрібно обов'язково захищати будівлі від грози, особливо ті, що розміщуються на узвишшях і в місцях, де на поверхню виходять глинисті або водоносні шари, що мають високу провідність. У місцях із ґрунтами поганої провідності (піщаними або скелястими) ураження блискавкою бувають рідко навіть на узвишшях.

Для захисту будівель і електричних установок від прямих ударів блискавки використовують блискавковідводи, які являють собою добре заземлені провідники, розміщені вище від елемента, який захищається. На рис. 16.1 показано блискавковідвід, який застосовують для захисту електростанцій, підстанцій, відкритих розподільних пунктів та різних будівель від прямих ударів блискавки. Опора його може бути дерев'яною або металевою (із труб чи кутників). Блискавкоприймач *1* здебільшого являє собою сталевий стержень, трубу або кутикову сталь перерізом близько 100 мм^2 . Він має монтуватись не менш як на 15 см і не більш як на 2 м вище стояка. Струмівідвід *2* виконують сталюю стрічкою перерізом $25\text{--}30 \text{ мм}^2$ або дротом діаметром не менше 6 мм. Заземлення здійснюють кутиковою сталлю, трубами, дротом, стрічкою або листом заліза на відстані не менше 0,5–0,8 м від фундаменту будівель, а біля тваринницьких приміщень – не менше 4,5 м від стін. Опір розтікання заземлення не має перевищувати 15–20 Ом, для цього досить двох-трьох заземлювачів з кутикової сталі 40x40 або 50x50 мм (чи труби діаметром 40–60 мм довжиною 2,5 м).

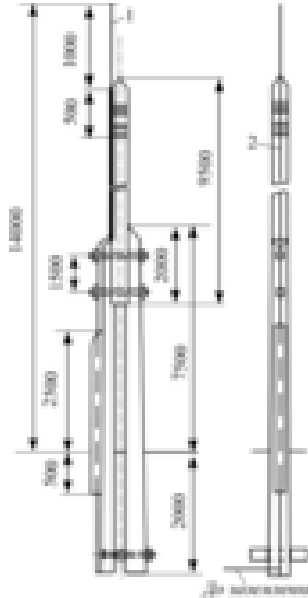


Рис. 16.1. Конструкція блискавковідводу:

1 – блискавкоприймач; 2 – струмопровід

Грозозахист буде ефективним за умови, що всі розміри споруди вписуються у захисну зону. Захисну зону можна визначити і без допомоги кривих. Для цього у певному масштабі зображують блискавковідвід з висотою H . Навколо нього будують два конуси: перший – з твірною під кутом 53° до основи, а другий – з твірною під кутом 28° до горизонтальної лінії. Захисна зона для одиночного блискавковідводу (рис. 16.2а) визначається твірною цих двох конусів.

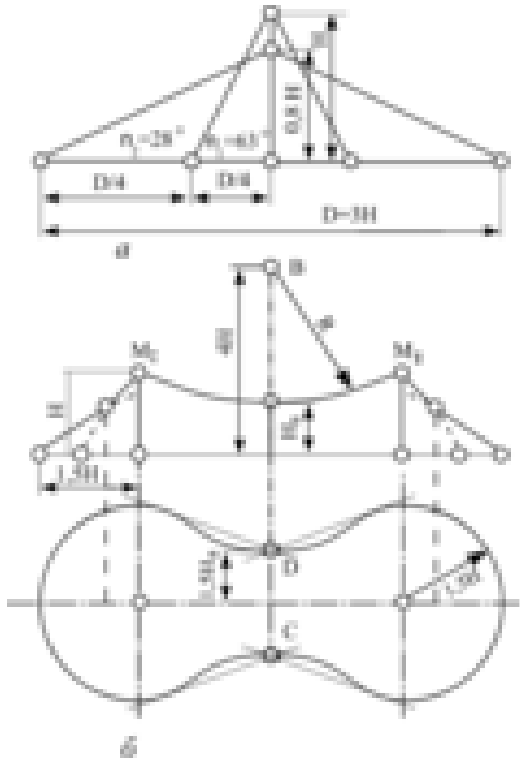


Рис. 16.2. Побудова зони захисту блискавковідводів:
a – одиночного; *б* – подвійного

Радіус захисної зони, якщо висота блискавковідводу становить до 60 м, можна визначити за формулою:

$$r_x = 1,6H \frac{H - H_x}{H + H_x}. \quad (16.1)$$

Допустима відстань від блискавковідводу до споруди, яка захищається, визначається імпульсною напругою, що виникає у разі проходження струму блискавки. Для струму блискавки 150 кА відстань в повітрі має бути не менше 5 м.

Керуючись формулою (16.1), можна визначити висоту блискавковідводу:

$$H = \frac{1,6 H_x + r_x}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6 H_x + r_x}{3,2} \right)^2 + \frac{H_x r_x}{1,6}}. \quad (16.2)$$

Накладаючи контур споруд на контури захисних зон, перевіряють, чи всі частини споруд перебувають у зоні захисту. Якщо споруди мають видовжену форму, то використовують подвійний блискавковідвід (рис. 16.2б). Для побудови зони захисту цього відводу з середини відстані між блискавковідводами опускають перпендикуляр висотою $4H$ і з вершини B радіусом R (відстань від B до M_I M_{II}) проводять дугу, яка і буде верхньою межею захисної зони. Бічні границі зони захисту знаходять так само, як і для одиночного блискавковідводу. На плані захисна зона визначається площею, що утворюється колами, проведеними з проекцій блискавковідводів на горизонтальну площину.

Основа захисної зони визначається колами радіусом $1,5 H$. Точки D і C відмічають від горизонтальної осі на відстань $1,5 H_0$ (H_0 – мінімальна висота верхньої межі зони захисту між блискавковідводами). Провівши дотичні через точки D і C , закінчують побудову захисної зони на плані.

Для захисту великої площі використовують 3-4 блискавковідводи. Ефективність грозозахисту перевіряють, зіставляючи контури будівель із контуром захисної зони.

Лінії електропередачі напругою понад 110 кВ, а також підходи до районних підстанцій захищають від прямих ударів блискавки заземленими тросами.

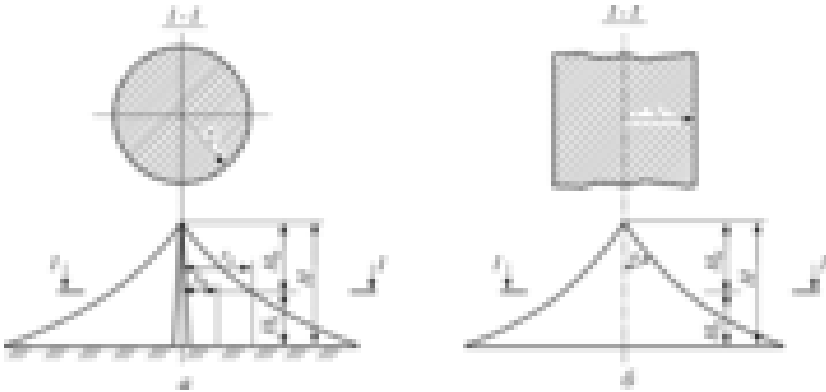


Рис. 16.3. Зони захисту блискавковідводів:
a – стержневого; *б* – тросового

Контури захисної зони тросового блискавковідводу за висотою такі самі, як і для одиночного блискавковідводу (рис. 16.3*a*), а горизонтальний переріз цієї зони на будь-якій висоті являє собою смугу (рис. 16.3*б*).

Для тросового блискавковідводу за висоти підвішування до 30 м радіус захисної зони:

$$r_x = 0,8H \frac{H - H_x}{H + H_x}. \quad (16.3)$$

Для визначення ефективності тросового блискавковідводу визначають *кут захисту*, тобто кут між вертикальною лінією, що проходить через точку закріплення троса на опорі, і лінією між цією точкою і точкою закріплення проводу електропередачі на опорі. За кута захисту, що дорівнює 20° або дещо меншого, ураження від прямих ударів блискавки практично виключені, а за кутів 30° їх імовірність становить 0,2 %. Якщо достатній кут захисту за допомогою одного троса забезпечити неможливо, то використовують два троси.

16.3. Захист електроустановок від індукованої перенапруги

Для захисту електроустановок від індукованої перенапруги використовують розрядники. На повітряних лініях застосовують *іскрові проміжки і трубчасті розрядники*, а електричну апаратуру підстанцій, трансформатори та електричні машини захищають *вентильними розрядниками*.

Під час грозових розрядів у провідниках, розміщених близько від місця удару блискавки, індуються імпульси атмосферної перенапруги, які дуже швидко (з швидкістю, близькою до швидкості світла) поширюються лініями електропередачі, проходячи величезні відстані. Електрична стійкість ізоляції залежить від тривалості дії напруги. У разі короткочасної дії ізоляція витримує значно більшу напругу, ніж у разі тривалої дії. В довідниках наводяться вольт-секундні характеристики ізоляції, які показують, протягом якого часу конструкція здатна витримувати без пробою або перекриття імпульс перенапруги заданої амплітуди. Рівень ізоляції повітряних ліній вищий від рівня ізоляції трансформаторів, електричних машин тощо. Тому ізоляцію трансформаторів, апаратури підстанцій та різного обладнання треба захищати від набіжних імпульсів перенапруги.

Оскільки грозозахисний апарат відводить імпульс перенапруги в землю, він повинен мати меншу імпульсну пробивну напругу, ніж електричний апарат, що захищається. Дія грозозахисного апарата має бути короткочасною, щоб імпульс перенапруги відводився в землю раніше, ніж він досягне небезпечної амплітуди на ізоляції електричної апаратури. Після спрацювання грозозахисту залишкова напруга має бути незначною, щоб не виникло коротке замикання (навіть за сили струму блискавки в кілька десятків кілоампер), а електрична дуга, що супроводжується струмом промислової частоти, має гаситись раніше, ніж спрацює релейний захист на вимикання апаратури.

У разі внутрішніх перенапруг і підвищення напруги промислової частоти грозозахист не має спрацювати.

Найпростішим грозозахисним апаратом є іскровий проміжок (рис. 14.4). Він має вигляд двох стержнів (рогів) розміщених на певній відстані. Один із них приєднують через додатковий проміжок до фазного проводу, а другий – до контура заземлення. У разі виникнення атмосферної перенапруги проміжки пробиваються і перенапруга відводиться в землю. Супровідний струм промислової частоти спричинює дугу, яка на рогах розтягується і роздувається, внаслідок чого відбувається самогасіння дуги.

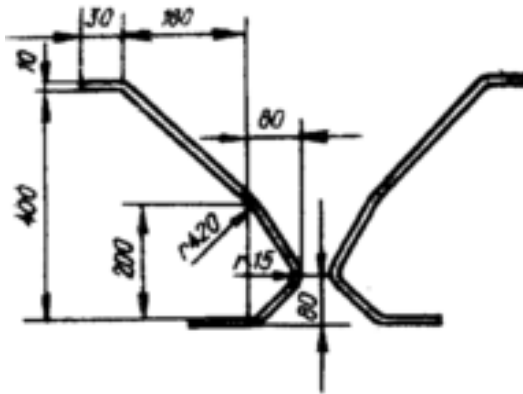


Рис. 16.4. Роговий захисний іскровий проміжок

За різких зростань і спадів потенціалу (крутого фронту імпульсів та їх зрізання) виникають високочастотні затухаючі коливання з амплітудою, яка може бути небезпечною для ізоляції трансформаторів і електричних машин. Іскрові проміжки і трубчасті розрядники зрізують імпульс перенапруги і створюють круті спади потенціалів. Це створює додаткову загрозу ізоляції. Щоб забезпечити захист не лише від великих амплітуд перенапруги, а й від великих напруг на міжвитковій ізоляції внаслідок високочастотних затухаючих коливань, у трансформаторах використовують спеціальну нерезонуючу конструкцію обмотки і захист від атмосферної перенапруги здійснюють вентильними розрядниками.

У електричних машинах електричну міцність ізоляції вибирають із невеликим запасом. Хвильові процеси в обмотках ускладнюються багаторазовим заломленням і відбиттям імпульсів у

разі переходів із лобової частини обмотки в пазову і навпаки, тому приєднувати їх безпосередньо до повітряних ліній не рекомендується. Між ними передбачають електромагнітний зв'язок через трансформатор. Якщо таке відокремлення неможливе, то для захисту від атмосферної перенапруги використовують вентильні розрядники з поліпшеними характеристиками, а приєднання здійснюють кабельною вставкою. Хвильовий опір кабелю менший, ніж повітряної лінії, тому хвиля імпульсу лише частково заломлюється в кабель, а більша її частина відбивається в повітряну лінію.

Основним елементом вентильного розрядника (рис. 16.6а) є вілітові диски 4, до складу яких входить карборунд. Диски мають нелінійну характеристику. За підвищеної напруги їх опір малий і напруга спрацювання вентильного розрядника визначається лише електричною міцністю іскрових проміжків. Після пробою проміжків за значної напруги опір дисків не перешкоджає стіканню індукованого заряду. Потім напруга зменшується до номінальної, опір дисків значно зростає і відсікає супроводжувальний струм. Дуга гасне.

Перенапруга відводиться в землю, але внаслідок нелінійності опору імпульс перенапруги не зрізується і не створюються круті спади потенціалів. Колонка вентильних дисків разом із блоком іскрових проміжків 3, виконаних фігурними шайбами з прокладкою із міканіту, розміщується всередині фарфорового корпусу 5. Шайби і диски стискаються між собою пружиною 2. Розрядник до струмопроводу приєднується вводом 1, а до заземлення – затискачем 6. Для збереження стабільності характеристики розрядника його корпус герметизований озоностійкою прокладкою і компаундом. На рис. 16.6б наведено вольт-амперну характеристику вентильного розрядника.

Наша промисловість випускає вентильні вілітові розрядники типу РВС, РВМ, РВМГ, РВРД, РВО (полегшений). Для сільських електромереж випускають розрядники РВН-0,5 – для мереж низької напруги і РВО-10 – для високовольтних мереж напругою 10 кВ. Розрядники РВС працюють надійно лише за струмів супроводження понад 100 А, а за струмів менше 70 А у них затягується гасіння дуги, при цьому краще використати розрядник РВО.

Найбільш досконалим засобом захисту електроустановок від перенапруги є ОПН.

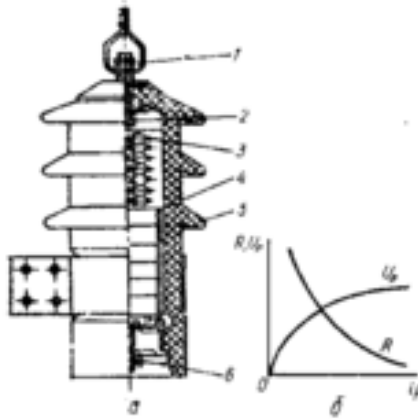


Рис. 16.6. Вентильний розрядник типу РВП:

a – розріз; *б* – характеристика; 1 – ввід; 2 – пружина; 3 – іскрові проміжки; 4 – вілітові диски; 5 – корпус; 6 – затискач

Обмежувачі перенапруги нелінійні (ОПН) серії TEL являють собою розрядники без іскрових проміжків, в яких замість звичайних резисторів, виготовлених на базі карбіду кремнію (SiC), використовуються високонелінійні резистори (варистори), виготовлені на базі оксиду цинку (ZnO). Вони призначені для захисту електроустановок від комутаційних та атмосферних перенапруг. Порівняно з фарфоровими вентильними розрядниками обмежувачі з полімерною ізоляцією серії TEL мають наступні переваги:

- більш глибокий рівень обмеження атмосферних перенапруг;
- ефективне обмеження комутаційних перенапруг;
- безперервне підключення резисторів ОПН до захищуваної мережі;
- відсутність супроводжувального струму і більш високий комутаційний ресурс;
- проста конструкція, стабільність характеристик і висока надійність в експлуатації;

- експлуатація без обслуговування і ремонту під час всього строку служби – 25 років;
- малі габарити, вага і вартість.

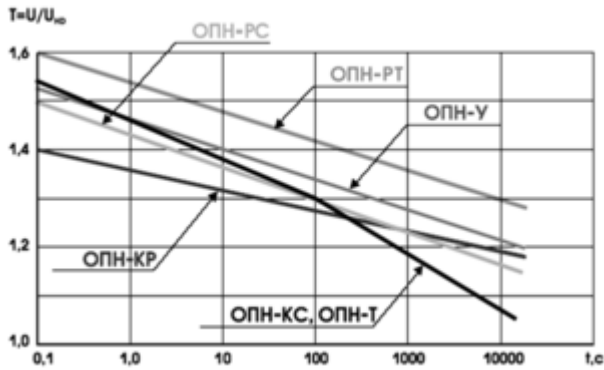
Обмежувачі 6-10 кВ виконання УХЛ 2 складаються з колонки металооксидних резисторів, котра разом із контактними фланцями запресовується в корпус з полімерного термоусаджувального матеріалу, що забезпечує механічну міцність, герметичність і ізоляційні властивості готового виробу.

Обмежувачі 6-10 кВ виконання УХЛ 1 мають аналогічну конструкцію, яка відрізняється тим, що на твердий полімерний корпус наклеюється ребриста оболонка з кремнійорганічної гуми для збільшення довжини шляху витіку і захисту ОПН від зовнішнього кліматичного впливу.

Обмежувачі 27,5-220 кВ складаються з високоміцної склопластикової труби, у яку встановлюються колонки резисторів попередньо запресовані в тверду полімерну оболонку. На трубу монтуються алюмінієві фланці і наклеюються кільця з ребрами, що виготовлені з кремнійорганічної гуми.

Склопластикові труби мають герметичні за конструкцією вихлопні клапани, що забезпечують вибухобезпечність ОПН. Висока нелінійність варисторів визначає дуже малу величину струму, що протікає через ОПН за найбільшої допустимої напруги (менше 1 мА), що дозволяє ОПН безмежно довго знаходитися під робочою напругою мережі. Через це відсутня необхідність улаштування в ОПН іскрових проміжків. Рівень обмеження перенапруг визначається тільки вольт-амперною характеристикою ОПН. У разі виникнення в мережі хвиль перенапруг, струм через ОПН різко зростає (до 5-10 кА) і знижує напругу на захищуваному устаткуванні.

Після впливу грозового або комутаційного імпульсу ОПН повертається у вихідний стан.



а



б

Рис. 16.7. Допустимий час прикладання напруги промислової частоти (а) та загальний вигляд ОПН (б)

Таблиця 16.1

Характеристика розрядників

Тип	Номін. напруга, кВ	Макс. допустиме діюче знач. напруги, кВ	Діюче знач. пробивної напруги в сухому стані і під дощем, кВ		Імпульсна пробивна напруга, кВ не більше	Залишкова напруга розрядника, кВ, не більше, за імпл. струму з амплітудою, А		
			не менше	не більше		3000 А	5000 А	10000 А
Для захисту підстанційного обладнання								
PBC-15	15	18	38	48	67	57	61	67
PBC-35	35	40,5	78	98	125	122	130	143
PBC-110M	110	100	200	250	285	315	335	367
Для захисту невідповідальних підстанцій невеликої потужності (полегшені)								
PBO-10	10	12,5	26	30,5	48	43	45	-
Для захисту підстанційного обладнання (з магнітним дугтям)								
PBM-15	15	18	35	43	57	47	51	57
PBM-35	35	40,5	75	90	116	97	105	116
PBM-110	110	100	170	195	260	245	265	295

Таблиця 16.2

Характеристика обмежувачів перенапруги

Тип	Напруга, кВ		Ном.роз- рядний струм, кА (8/20 мкс)	Залишкова напруга (кВ) за імпульсу струму		
	ном.	макс. робоча		150 А, 30/60 мкс	500 А, 30/60м кс	10 кА, 8/20мкс
ОПН- Н/TEL 0,4/0,45 УХЛ2	0,38	0,45	10	(за 100А)- 1,06	1,12	1,44
ОПН- РС/TEL 10/12,7 УХЛ1	10	12,7	5	(за 250А) -31,5	-	42,8
КР-10/6	10/6	12/6,9	10	26,1/14,8	27,5/15, 6	34/19,3
Т-35/27	35/27	42/30	10	91,5/75	96/79	122/102
У- 110/220	110/220	77/154	10	186/372	193/390	245/492

16.4. Виконання грозозахисту електростанцій, підстанцій, ліній і споживчих електроустановок

Для захисту електростанцій і підстанцій від прямих ударів блискавки використовують стержневі блискавко-відводи. Крім цього, для підстанцій потужністю понад 630 кВА з робочою напругою 20–110 кВ використовують грозозахисний трос, який підвішують на опорах за 800–1500 м перед підстанцією, закінчуючи на найближчій опорі. Заземлюють цей трос на кожній опорі з опором заземлення не більше 10 Ом.

Комплекти вентильних розрядників на відкритих підстанціях розміщують на конструкціях висотою не менше 2,5 м, в закритих розподільних пристроях – в окремих огорожених камерах, на тупикових підстанціях – на вводі, а на прохідних підстанціях – на шинах біля трансформатора. Робочий опір розрядника має обмежувати супровідний струм промислової частоти, а іскровий

проміжок – надійно гасити дугу, що підтримується цим струмом. Живильні лінії за вимкненого вимикача або роз'єднувача захищаються від імпульсу атмосферної перенапруги трубчастими розрядниками, що приєднуються в кінці лінії. Для більшої надійності захисту на відстані 100–200 м від підстанції встановлюють додатковий комплект трубчастих розрядників або іскрові проміжки. Опір заземлення цих пристроїв не має перевищувати 10 Ом.

На рис. 14.8 подано схеми захисту від атмосферних перенапруг розподільних пристроїв: *а* – підстанції 35–500 кВ із захисними тросами уздовж всієї лінії, *б* – підстанції 35–500 кВ із захисними тросами на підході ліній з дерев'яними опорами; *в* – підстанцій 3–20 кВ.

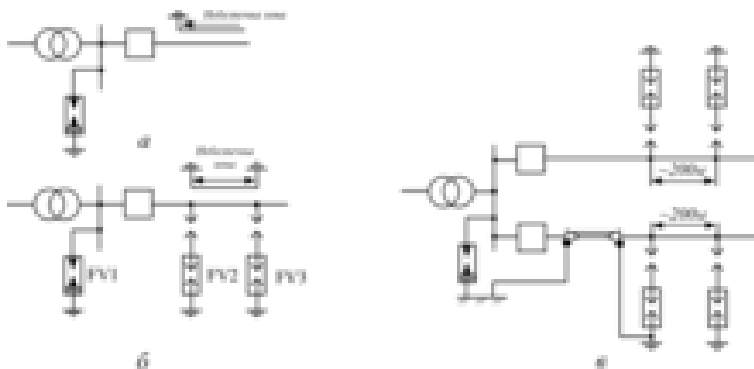


Рис. 16.8. Схеми захисту розподільних пристроїв від атмосферних перенапруг: *а* – підстанції 35–500 кВ із захисними тросами по всій довжині лінії; *б* – підстанції 35–500 кВ із захисними тросами на підході ліній з дерев'яними опорами; *в* – підстанцій 3–20 кВ

У сільських електромережах, де струми короткого замикання порівняно малі, а зсув фаз між напругою і струмом незначний, умови гасіння дуги нескладні, залежно від сили супровідного струму промислової частоти повітряні лінії в місцях переходу через дорогу або інші споруди захищають трубчастими розрядниками або іскровими проміжками; у разі перехрещення з лініями зв'язку грозозахист

встановлюють на обох лініях. Опір заземлення не має перевищувати 15 Ом.

У сільській місцевості слід звертати особливу увагу на захист повітряних ліній низької напруги від атмосферної перенапруги. На відміну від міських, ці лінії виступають над іншими спорудами і тому можуть уражатися прямими ударами блискавки. Для захисту від перенапруги встановлюють багаторазове (через 100–250 м) грозозахисне заземлення, до якого приєднують гаки або штирі ізоляторів фазних проводів повітряних ліній електро-, радіо- і телефонних мереж. До цього заземлення приєднують також нульовий провід. Заземлення роблять також на опорах, від яких здійснюється ввід в громадські, тваринницькі і складські приміщення, і на кінцевих опорах.

Слід систематично стежити за станом ізоляції внутрішньої проводки. Під час грози не можна наближатися до неї ближче ніж на 25–30 см, оскільки не виключена можливість проникнення атмосферної перенапруги в приміщення.

Обмотки низької напруги споживчих трансформаторів, з'єднані з повітряними лініями, захищають вентильними розрядниками РВП-0,5; крім того, на відстані 40–50 і 80–100 м від підстанції встановлюють два захисні заземлення з опором не більше 30 Ом.

16.5. Поняття про комутаційну перенапругу

Комутаційна перенапруга виникає у разі зміни режиму роботи електроустановки, наприклад, у разі вимкнення короткого замикання, вмикання й вимикання навантаження, раптової значної зміни навантаження. Ці перенапруги виникають в результаті виділення в перехідному процесі накопиченої в електроустановці енергії, яка визначає кратність перенапруги проти номінальної. Виникають комутаційні перенапруги у разі вимикання кола змінного струму, що мають індуктивність і ємність, наприклад у разі вимикання струмів холостого ходу трансформаторів, асинхронних двигунів, ліній електропередачі та ін.

Абсолютна більшість комутаційних перенапруг є високочастотними швидкозатухаючими коливаннями з частотою в десятки й сотні разів більшою, ніж частота нормального режиму.

До категорії комутаційних перенапруг відносять і резонансні явища на підвищених частотах (три-, п'ятикратні), що виникають у разі спотворення синусоїдної кривої напруги за несиметричних коротких замикань. Дугові перенапруги, що виникають у разі горіння дуги під час замикання на землю однієї фази в установках з ізольованою нейтраллю (переміжної дуги), також відносяться до комутаційної перенапруги.

Для нормальної ізоляції сільських електроустановок більшість комутаційних перенапруг не створюють небезпеку.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. У чому полягає небезпека атмосферної напруги для електричного обладнання?
2. Як відбувається розряд лінійної блискавки?
3. Що таке кульова блискавка?
4. У чому полягає небезпека ураження людей і тварин атмосферою перенапругою?
5. Якими засобами зменшують небезпеку ураження атмосферою перенапругою?
6. Що таке іскровий проміжок і де його застосовують?
7. Чим обмежується застосування іскрових проміжків?
8. Як побудований трубчастий розрядник?
9. Для чого застосовують у трубчастих розрядниках зовнішній іскровий проміжок?
10. Що таке вентильний розрядник і як він працює?
11. Чому трубчасті розрядники не можуть забезпечити надійний захист трансформаторів і електричних машин від атмосферної перенапруги?
12. Як здійснюють грозозахист підстанцій?
13. Що створює безпеку електричних мереж низької напруги (0,38/0,22 кВ) під час гроз?
14. Як влаштовують захист споруд від прямих ударів блискавки?

15. Що називають захисною зоною блискавковідводу?
16. Як визначають зону грозозахисту подвійного блискавковідводу?
17. Як роблять тросовий блискавковідвід?
18. У чому полягає особливість грозозахисту тваринницьких приміщень?

РОЗДІЛ 17

ЗАЗЕМЛЕННЯ І ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

17.1. Призначення заземлювальних пристроїв

Внаслідок появи на ізоляторах або між обмоткою й корпусом вологи й пилу на корпусах генераторів, трансформаторів, електричних машин, апаратів і приладів може виникнути напруга. Більшість із таких замикань із часом проходить безслідно. Наприклад, під час роботи електродвигуна волога випаровується й ізоляція підновлюється. Іноді потенціал, що виникає на корпусі, може зберігатися тривалий час. Так, стійким буде потенціал на корпусі машини у разі порушення ізоляції однієї з фаз. У цьому випадку він становить велику небезпеку для обслуговочного персоналу [67,68].

Дотикання до такого корпусу може призвести до смертельного ураження.

Внаслідок ємнісного зв'язку із землею, людина (рис. 17.1) вмикається в коло: замкнута на корпус фаза – тіло людини – земля – ємність між землею та іншими фазами і опір їх ізоляції. Ураження буде смертельним, якщо через тіло людини проходить струм, більший за 0,05 А. Цей струм визначається напругою кола і його загальним опором (опір тіла людини залежно від вологості шкіри, стану нервової системи та деяких інших факторів коливається від 800 до 100 000 Ом).

Для прикладу розглянемо електростанцію електро-стригального агрегату. Обмотки генератора з'єднані в трикутник. Мережа електростригального агрегату виконується шланговим проводом і має великий ємнісний зв'язок із землею.

У разі заземленого корпусу апарата, електричної машини чи приладу (рис. 17.1а) струм розгалужується на два паралельні кола: через опір заземлення I_3 і через тіло людини I_n . Внаслідок різкого зменшення опору цих двох паралельних кіл порівняно з опором тіла людини (рис. 17.1б) відбудеться перерозподіл спаду напруги між цими колами і ємнісним опором зв'язку з землею, що значно зменшить струм через тіло людини. Через тіло людини проходитиме струм у стільки разів менший від струму через заземлення, у скільки опір заземлення менший від опору тіла людини.

Таке заземлення, яке називається *захисним*, зменшує потенціал на корпусах та інших металевих неструмопровідних частинах до безпечного значення.

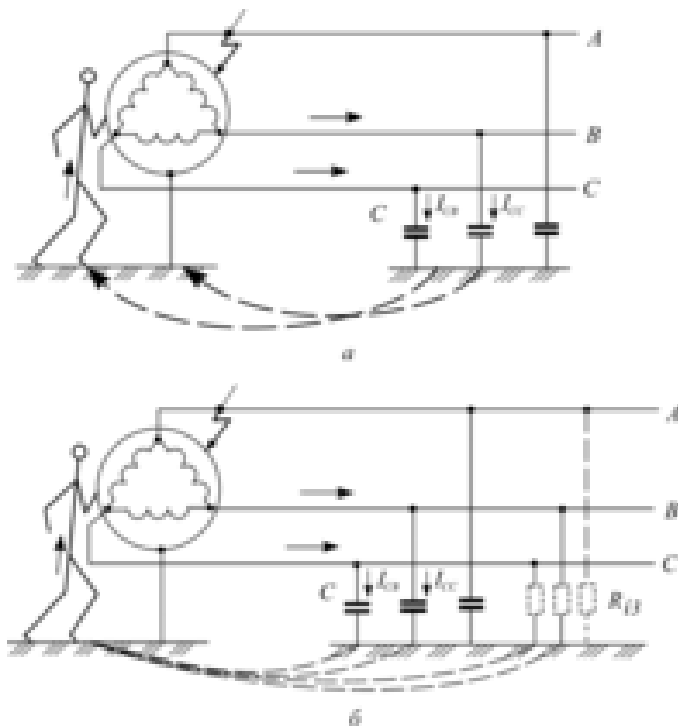


Рис. 17.1. Розподіл струму у разі дотикання людини до заземленого (а) і незаземленого (б) корпусу електроустановки

Заземлення нульової точки генератора, трансформатора, розрядників й інші заземлення, передбачені схемою роботи електроустановки в нормальному режимі, називають *робочими*.

17.2. Розподіл потенціалу і розтікання струму в землі від заземлювача

Заземлювальний пристрій складається із заземлювачів (металевого стержня, проводу, штаби тощо) і заземлювальних провідників. Заземлювач безпосередньо стикається з ґрунтом, а заземлювальні провідники з'єднують із заземлювачами ті елементи електричних установок, що заземлюються. Найчастіше використовують контур заземлення, який складається з кількох заземлювачів, з'єднаних між собою штабою або проводом.

Основною характеристикою контуру заземлювання є *опір розтікання струму* r_3 , який визначає опір ґрунту в об'ємі між заземлювачем і поверхнею нульового потенціалу:

$$r_3 = \frac{U_3}{I_3}, \quad (17.1)$$

де U_3 – напруга на заземлювачі відносно землі з нульовим потенціалом під час проходження струму розтікання I_3 .

Знехтувавши опором заземлювача, можна вважати, що повний опір контуру заземлення дорівнює опору розтіканню струму.

Розглянемо характеристику заземлення на прикладі розтікання струму в землі від одного заземлювача (рис. 17.2).

Якщо через заземлення проходить струм, то між будь-якими двома точками, взятими у радіальному напрямку від заземлювача, він створює спад напруги $U = IR$, де R – опір ділянки між взятими точками. Якщо провідність землі в усіх напрямках однакова, то й струм розтікання в усі боки від заземлювача буде однаковим. Щільність струму в землі у разі віддалення від заземлювача зменшується, оскільки сферичні поверхні, якими проходить струм, весь час збільшується. Відповідно й потенціали відповідних точок на поверхні землі також зменшуються. Найвищий потенціал спостерігається в точці, що відповідає заземлювачу. З віддаленням від нього потенціал різко зменшується і на відстані 20 м практично

дорівнює нулю. Якщо людина, що стоїть на землі, перебуває під потенціалом ϕ_1 (I), то, дотикаючись рукою до елементів електроустановки з потенціалом ϕ_2 , вона потрапить під напругу, яка дорівнює різниці цих потенціалів. Ця напруга називається *напругою дотику* (U_d). У разі наближення до заземленого елемента обладнання, що перебуває під напругою, ноги людини будуть перебувати під різними потенціалами ϕ_1 і ϕ_2 (II). Різниця цих потенціалів називається *кроковою напругою* ($U_{кр}$). Вона буде тим більшою, чим ближче до заземлення знаходиться людина і чим більший її крок. Вважають, що в середньому крок дорівнює 0,8 м. Таку ж відстань беруть, визначаючи напругу дотику.

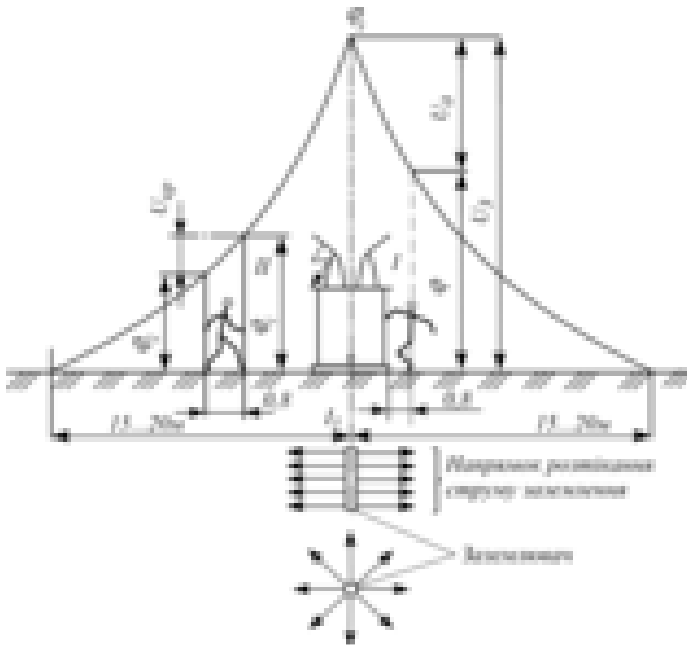


Рис. 17.2. Розтікання струму в землі від заземлювача

17.3. Вимоги до заземлювальних пристроїв

У разі дотику людини до струмопровідних частин електроустановки, які перебувають під напругою, а також до металевих частин, які опиняються під напругою в результаті пошкодження ізоляції, може бути ураження людини електричним струмом у вигляді електричного удару або електричної травми (опік тощо). Як результат електричного удару в людини можуть настати судоми, втрата свідомості, зупинитися дихання і кровообіг, а за 12 В і більше може настати смерть.

Щоб виключити випадковий дотик людини до голих струмопроводів, необхідно встановити огорожу або розміщувати струмопроводи на певній висоті. Крім цього, в електричних установках безпека людей забезпечується спорудженням заземлення або занулення, які мають задовольняти вимогам, що впливають з режиму роботи електромережі і захисту від перенапруги.

У мережах із глухим заземленням нейтралі здійснюють *занулення*, а в межах з ізольованою нейтраллю – *заземлення*. У чотирипровідних мережах трифазного струму використовують *глухе заземлення нейтралі*.

Для установок напругою понад 1000 В з ізольованою нейтраллю, для яких напруга на заземлювачі не має перевищувати 250 В, опір заземлення (Ом) визначають з нерівності:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3}. \quad (17.2)$$

Якщо заземлювальний пристрій одночасно використовують і для електроустановок напругою менше 1000 В, то:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3}. \quad (17.3)$$

За розрахунковий струм замикання на землю I_3 беруть найбільший можливий струм через заземлення. В установках з

незаземленою нейтраллю беруть ємнісний струм однополюсного замикання на землю.

У системі електропередачі з використанням землі як фазового проводу напруга на заземленні не має перевищувати 50 В. Опір заземлення із цієї системи визначається за нерівністю:

$$R_3 \leq \frac{50}{I_{p.max}}, \quad (17.4)$$

де $I_{p.max}$ – максимальний робочий струм заземлення, А.

В електроустановках напругою від 110 до 750 кВ заземлювальний пристрій повинен мати опір не більше 0,5 Ом. За питомого опору "землі" $\rho > 500$ Ом·м допускається збільшення опору заземлення залежно від ρ .

Опір заземлювальних пристроїв, до яких приєднано нейтралі генераторів і трансформаторів, має бути не більше 2 Ом в установках напругою 660/380 В, 4 Ом для електроустановок 380/220 В і 8 Ом для електроустановок 220/127В.

Ці норми необхідно забезпечити з урахуванням природних заземлювачів, а також повторних заземлень нульового проводу повітряних ліній напругою до 1000 В за кількості відхідних ліній не менше двох. При цьому штучне заземлення, до якого приєднують нейтраль генераторів і трансформаторів, повинно мати опір не більше: 15 Ом для електроустановок 660/380 В, 30 Ом для електроустановок 380/220 В і 60 Ом для електроустановок 220/127 В, якщо не вимагається меншого опору за умовами грозозахисту.

Якщо питомий опір землі $\rho > 100$ Ом·м, то допускається збільшення опорів заземлювальних пристроїв в $\rho/100$ разів, але не більше, чим в десять разів. Опір заземлення в електроустановках з ізольованою нейтраллю за напруги до 1000 В не має перевищувати 10 Ом.

17.4. Літерні позначення типу системи заземлення

Для креслення електричних схем електроустановок напругою до 1000 В згідно з вимогами МЕК встановлено літерні та умовні графічні позначення типу системи заземлення.

В умовному літерному позначенні типу системи заземлення використовують такі літери:

- перша літера, що визначає стан нейтралі джерела живлення відносно землі:

Т- заземлена нейтраль; І - ізольована нейтраль;

- друга літера, що визначає стан відкритих провідникових частин відносно землі:

Т- відкриті частини заземлені незалежно від відношення до землі нейтралі джерела живлення або будь-якої іншої точки мережі живлення;

N - відкриті провідникові частини, приєднані до глухозаземленої нейтралі джерела живлення;

- наступні (після літери N) літери, що визначають суміщення в одному провіднику або розділення функцій нульового робочого і нульового захисного провідників:

S- нульовий робочий (N) і нульовий захисний (PE) провідники розділені;

C- функції нульового робочого і нульового захисного провідників, суміщені в одному провідникові (PEN— провідник).

Використовуються такі умовні позначення:

N – нульовий робочий (нейтральний) провідник;

PE – нульовий захисний провідник;

PEN - суміщений нульовий робочий і нульовий захисний провідники.

ЛІТЕРАТУРА

1. Арион В.Д. Оптимизация систем электроснабжения в условиях неопределенности / В.Д. Арион, В.С. Каратун, П.А. Пасинковский. – Кишинев: «Штиинца», 1991. – 164с.
2. Бартоломей П.И. Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 205с.
3. Бондаренко Л.Г., Петров Г.А. Каскадное секционирования распределительных сетей напряжением 10кВ // Энергетика и электрификация. – 2002. - №4. – С.15-17.
4. Будзко И.А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов / И.А. Будзко, М.С. Левин. – М.: Агропромиздат, 1985. – 320с.
5. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Н.М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
6. Буйный Р.А., Зорин В.В., Тисленко В.В. Метод зонных структур в оптимизации надежности распределительных сетей 10 кВ // Электрифікація та автоматизація сільського господарства. – 2004. - №2. – С. 30-35.
7. Буйний Р.О., Подольний С.В., Зорін В.В. Модифікований метод оптимізації надійності розподільних мереж 10 кВ // Энергетика и электрификация. – 2004. - № 9 – С. 43-46.
8. Буйный Р.А., Гай А.В., Сорокин А.Ю., Тисленко В.В. Новые подходы к учету надежности электроснабжения потребителей в рыночных условиях // Техническая электродинамика. Тематический выпуск «Проблемы современной электротехники». – 2002. - №5. – С. 85-88.
9. Васильев А.П., Гук Ю.Б. Обеспечение надежности, безопасности и энергосбережения в условиях энергетического рынка // Энергетика и электрификация. – 2000. - №3. – С. 45-53.
10. Веников В.А., Будзко И.А., Левин М.С., Блохина Г.Л., Петров В.А. О методах решения многокритериальных оптимизационных задач электроэнергетики с неопределенными величинами // Электричество. – 1987. - №2. – С. 1-7.
11. Козлов В.А. Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – Л. : Энергоатомиздат, 1988. – С. 278.

12. Малиновський А.А. Основи електропостачання / А.А. Малиновський, Б.К. Хохулін. – Львів : „Львівська політехніка”, 2005. – 324 с.
13. Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства : учеб. / И.В. Наумов, Т.Б. Лещинская. – М. : Колос, 2008. –С. 665.
14. Федоров А.А. Электроснабжение промышленных предприятий / А.А. Федоров, Э.М. Ристхейн. – М.: Энергия, 1981. – С. 234.
15. Черемісін М.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням : навч. посіб. / М.М.Черемісін, В.М. Зубко. – Харків : Факт, 2005. – с. 168.
16. Правила улаштування електроустановок (українською мовою). –[вид. 3-тє, перероб. і доп.].– 2010. –С.736.
17. ДБН В.2.5-23-2003 2. Електропостачання, та заходи енергозбереження.
18. ГОСТ 13109-97. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
19. IEC 61850. Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.
20. IEC 61850. Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link.
21. IEC 61850. Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs.
22. IEC 60044. Измерительные трансформаторы.
23. IEC 60502. Кабели силовые с экструдированной изоляцией и их аксессуары для номинального напряжения от 1 кВ до 30 кВ.
24. IEC 60726. Сухие трансформаторы.
25. IEC 61000. Электромагнитная совместимость (ЭМС).
26. IEC 61643. Защита от перенапряжений устройств, подключенных к низковольтным распределительным сетям.
27. IEC 62040. Системы бесперебойного питания.
28. IEC 60027. Буквенные символы в электротехнике.
29. IEC 60050. Международный электротехнический словарь

30. Аптер Э.М., Левитан Н.И., Элькин А.Г. Исследование характеристик быстродействующих предохранителей типа ПНБ5//Электротехническая промышленность. Аппараты низкого напряжения. –1972. -№5. –С.7-10.
31. Плавкий предохранитель: А.с. 672674 СССР, МКИ Н01 Н 12/03/А.П.Коробов, И.И.Прокофьев, Л.И.Степанова (СССР). - №2542166; Заявлено 12.03.75; Оpubл. 03.01.77, Бюл. №25. –23 с.
32. Устройство для контроля перерывов электроснабжения: А.с. 1529266 СССР, МКИ G07 С 3/04/ И.Г.Евсеев, Г.Т.Евсеев, Т.Г.Евсеев, В.В.Козырский, И.П.Притака (СССР). -№4404661; Заявлено 04.04.88; Оpubл.15.12.89, Бюл. №46. –24 с.
33. Разборный контактный узел: А.с. 1649986 СССР, МКИ Н01 R 4/38, 11/00/ А.В.Кравец, В.В. Козырский (СССР). – №4724029; Заявлено 27.07.89.
34. Устройство для контроля потребления электроэнергии:А.с. 1663565 СССР, МКИ G01 R 11/56/ И.Г.Есеев, Г.Т.Евсеев, Т.Г.Евсеев, В.В.Козырский (СССР).-№4661054; Заявлено 08.02.89; Оpubл.15.07.91, Бюл. №26. – 21 с.
35. Афанасьев В.В.. Справочник по расчету и конструированию контактных частей силовых электрических аппаратов. -Л.; Энергоатомиздат. Ленингр.отд-ние,1988.- 379 с.
36. Бойченко В.И., Дзекцер Н.Н. Контактные соединения токоведущих шин.- Л.:Энергия, 1978. –144 с.
37. Бредихин А.Н.,Хомяков М.В. Электрические контактные соединения.-Л.: Энергия, 1980. – 168 с.
38. Брон О.Б. К вопросу об электродинамических силах в контактах//Электротехника, -1965, -№1. -С.8-11.
39. Брон О.Б., Дзекцер Н.Н. Тепловое сопротивление контактов//Электротехническая промышленность. Аппараты низкого напряжения, -1973, -№10. -С.3-6.
40. ГОСТ 10434-82. Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования. –М.: Из-во стандартов, 1982. –23 с.
41. ГОСТ 17441-84. Соединения контактные электрические. Правила приемки и методы испытаний. –М.: Из-во стандартов, 1984. –32 с.

42. ГОСТ 3057-90. Пружины тарельчатые. Общие технические условия. –М.: Из-во стандартов, 1990. –36 с.
43. Демкин Н.Б. Контактное покрытие шероховатых поверхностей. –М.: Наука, 1970. –227с.
44. Дзекпер Н.Н., Висленев Ю.С.. Многоамперные контактные соединения. –Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отд-е, 1987. – 128 с.
45. ДСТУ 2290-93. Контакти електричні. Терміни та визначення. – К.: Вид-во Держстандарту України, 1993. –23 с.
46. Займовский В.А., Колупаева Т.Л. Необычные свойства обычных металлов. –М.: Наука, 1984. –192 с.
47. Иванченко О.И. О болтовом соединении шин//Электрические станции. –1961. -№8. -С.58-62.
48. Ким Е.И., Омельченко В.Т., Харин С.Н. Математические модели тепловых процессов в электрических контактах. – Алма-Ата: Наука, 1977. –236 с.
49. Козырский В.В., Каплун В.В., Шаршаков А.Н. Устройства термостабилизации контактного давления и контроля температуры контактных соединений//Энергетика и электрификация. -1993. -№3. -С.22-24.
50. Козирський В.В. Математичне моделювання електротеплових процесів у контактному з'єднанні за наявності пасивних термостабілізаторів контактного тиску//Вісник Українського Будинку економічних та науково-технічних знань. -1999. -№1. – С.27-30.
51. Козырский В.В., Резниченко Т.Ф. Повышение надежности контактных соединений электроустановок с применением специальных сплавов//Збірник наукових праць Кіровоградського державного технічного університету. Вип.5. - Кіровоград:КДТУ. -1999. -С.190-198.
52. Козырський В.В. Особливості термомеханічних процесів при нагріванні нероз'ємних контактних систем струмами короткого замикання//Машинознавство. -2000. -№11. -С.34-37.
53. Козырский В.В. Управление режимом работы контактных систем с болтовым соединением на основе применения

- специальных сплавов//Электротехника (Москва). -2001, -№3. -С.27-30.
54. Козирський В.В. Моделювання електротеплових процесів у комутаційних контактних системах з активними термостабілізаторами тиску// Науковий вісник Національного аграрного університету. -К., 2000. - №33. -С.169-174.
55. Козирський В.В. Аналіз принципів стабілізації контактного тиску у розбірних контактних системах// Зб. наук. праць Інституту електродинаміки НАН України. Електродинаміка. – К., ІЕД НАН України, 2001. –С.115-116.
56. Лысов Н.Е. Об установившемся нагреве и сопротивлении замкнутых контактов. –Электротехника. –1963. -№6. -С.31-34.
57. Мишин В.И., Козырский В.В. Математическое моделирование электромеханических процессов в контактных системах, оснащенных активными термостабилизаторами давления. Вісник Українського Будинку економічних та науково-технічних знань. -1999. -№5. -С.28-32.
58. Новиков Ю.Н. Теория и расчет электрических аппаратов. – Л.:Енергія,1970. –328 с.
59. Правила улаштування електроустановок. –К.: Енергія, 2017. – 615с.
60. Розбірний контактний вузол. МПК⁶ НО1R 4/38, 11/00/ В.В.Козирський, Т.П.Резніченко, М.В.Синьков (Україна). - № 2000042127; Заявлено 13.04.00 (в стадії розгляду у Держпатенті України).
61. Соединительные конструкции на основе эффекта памяти формы. Сборник научных разработок. Под редакцией Чернова В.Д., 1986. –169с.
62. Хольм Р. Электрические контакты. –М.: Изд-во иностр. лит., 1961. –461 с.
63. Шестеренко В.Е. Перспективи застосування матеріалів з пам'яттю форми для підвищення надійності електропостачання//Енергетика и электрификация, -2001. -№2. - С.26-29.
64. SMART GRID технології в системах енергоживлення: монографія / В. В. Козирський, О. В. Гай. - Київ : Компрінт, 2015. - 336 с. - Бібліогр.: с. 322-336.

65. В.В. Каплун, В.В. Козирський Smart Grid як інноваційна платформа розвитку електроенергетичних систем // Енергетика та електрифікація. - 2011. - № 5 (333). - С. 13-18.
66. Кобець Б. Б., Волкова І. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
67. Електропостачання сільського господарства: підруч. для викладачів і студ. вузів с.-г. закладів І-ІІ рівнів акредитації за спец. "Електрифікація і автоматизація с.г." / І. П. Притака, В. В. Козирський. - К. : Урожай, 1995. - 304 с.
68. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин. — К. : Аграрна освіта, 2011. — 448 с.

ЗМІСТ

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАЧУ І РОЗПОДІЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	5
1.1. Технологічний процес виробництва електроенергії	6
1.2. Взаємозв'язок між електричною станцією	17
і споживачами.....	17
1.3. Номінальні параметри електрообладнання, електричних ліній і споживачів.....	21
електроенергії.....	21
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	25
РОЗДІЛ 2 ПРОВІДИ, КАБЕЛІ ТА ЇХ РОЗРАХУНОК ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ.....	27
2.4. Кабелі	40
2.5. Нагрівання і тепловіддача неізованих проводів	41
2.6. Нагрівання і тепловіддача ізованих проводів і кабелів	45
2.7. Вибір плавких запобіжників і перерізу проводів та кабелів за допустимим нагріванням.....	48
2.8. Вибір автоматів.....	54
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	56
ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ.....	57
РОЗДІЛ 3 КОНСТРУКЦІЇ І СПОРУДЖЕННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ....	67
3.1. Основні елементи і загальна характеристика повітряних ліній.....	67
3.2. Спорудження повітряних ліній	77
3.3. Механізація монтажних робіт	88
3.4. Контроль за якістю електромонтажних робіт	90
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	92
РОЗДІЛ 4 ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ І ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	93
4.2. Обчислення втрат електроенергії в проводах і трансформаторах	99
4.3. Економічна густина струму в провідниках	109
ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ.....	111
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	112
РОЗДІЛ 5 ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМИХ ВТРАТ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	114
5.2. Вплив окремих елементів електричної мережі на відхилення напруги	119
5.3. Визначення допустимої втрати напруги за таблицею відхилень напруги	124

РОЗДІЛ 6 РОЗРАХУНОК РОЗІМКНУТИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З РІВНОМІРНИМ І НЕРІВНОМІРНИМ НАВАНТАЖЕННЯМИ.....	129
6.2. Спад і втрата напруги в мережах змінного струму.....	135
6.3. Розрахунок електричних мереж трифазного струму за сталого перерізу проводів магістралі.....	140
6.4. Загальні правила розрахунку трифазних електричних мереж з нерівномірним навантаженням фаз.....	144
6.5. Розрахунок електричних мереж низької напруги з активним навантаженням	149
6.6. Розрахунок електричних навантажень	153
6.7. Перевірка електромережі на коливання напруги під час пуску електродвигунів.....	171
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	173
ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ.....	174
РОЗДІЛ 7 РОЗРАХУНОК ЗАМКНУТИХ МЕРЕЖ	192
7.1. Загальні відомості.....	193
7.2. Розрахунок лінії з двостороннім живленням	195
7.3. Розрахунок складних замкнутих мереж	200
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	206
ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ.....	207
РОЗДІЛ 8 ЕЛЕКТРИЧНА АПАРАТУРА І СТРУМОПРОВІДНІ ЕЛЕМЕНТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ.....	215
8.2. Електричні контакти	219
8.3. Призначення, принцип дії і будова електричної апаратури напругою понад 1000 В.....	224
8.4. Приводи до комутаційної апаратури	246
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	248
РОЗДІЛ 9 КОНТРОЛЬНО-ВИМІРЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ І ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ	249
9.1. Вимірювальні прилади, що використовують на електростанціях і підстанціях.....	250
9.2. Трансформатори струму і схеми їх вмикання.....	254
9.3. Трансформатори напруги і схеми їх вмикання	258
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	262
РОЗДІЛ 10 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА РЕЗЕРВНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	264
10.1. Схеми і джерела електропостачання сільськогосподарських районів. Районні трансформаторні підстанції.....	265
10.2. Відкриті, закриті і комплектні розподільні пристрої	268
10.3. Призначення, схеми і конструктивне виконання споживчих	

підстанцій 10-35/0,4 кВ	274
10.4. Дизельні електростанції резервного живлення	277
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	293
РОЗДІЛ 11 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ І СТРУМІВ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ	294
11.1. Режим нейтралі електроустановок	295
і види замикань.....	295
11.2. Розрахунок струмів замикання на землю в мережах із незаземленою нейтраллю.....	297
11.3. Причини виникнення і види коротких замикань.....	300
11.4. Наслідки коротких замикань	303
11.5. Характеристика процесу короткого замикання.....	305
11.6. Методи розрахунків струмів короткого замикання	308
11.7. Складання схеми заміщення у відносних одиницях	314
11.8. Складання схеми заміщення в іменованих одиницях	321
11.9. Визначення струмів короткого замикання в сільських мережах напругою більше 1000 В	324
11.10. Особливості розрахунку струмів короткого замикання в установках напругою 380/220 В.....	328
11.11. Обчислення струмів короткого замикання в мережах, виконаних сталевими проводами.....	330
замикання	331
11.13. Термічна і електродинамічна дія струмів короткого замикання.....	333
11.14. Вибір електрообладнання і перевірка його на дію струмів короткого замикання	340
11.15. Вибір і перевірка вимірювальних трансформаторів.....	342
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	345
РОЗДІЛ 12 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	347
12.1. Призначення релейного захисту і вимоги до нього	348
12.2. Класифікація реле захисту і принцип дії реле.....	350
12.3. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту.....	353
12.4. Релейний захист ліній розподільних електромереж напругою 6–10 кВ	356
12.5. Релейний захист трансформаторів	369
12.6. Релейний захист ліній напругою 0,38 кВ	372
12.7. Узгодженість релейного захисту і запобіжників.....	377
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	378
РОЗДІЛ 13 ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО СТВОРЕННЯ SMART GRID ТЕХНОЛОГІЙ В СИСТЕМАХ ГЕНЕРАЦІЇ, ПЕРЕДАЧІ, РОЗПОДІЛУ І СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	379
13.1 Проект державної програми «концепція інноваційного розвитку	

енергетики України на базі SMART GRID технологій.....	380
13.2 SMART GRID як інноваційна платформа розвитку електроенергетичних систем.....	392
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	405
РОЗДІЛ 14 АВТОМАТИЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ.....	406
14.1. Ефективність автоматизації електростанцій і підстанцій	407
14.2. Автоматичне частотне розвантаження систем	408
14.3. Автоматичне повторне вмикання	410
14.4. Автоматичне вмикання резерву.....	413
14.5. Власні потреби підстанцій, АВР власних потреб.....	414
14.6. Автоматичне секціонування і вмикання резерву розподільних ліній напругою 10 кВ	415
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	420
РОЗДІЛ 15 ДИНАМІЧНЕ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ КОНТАКТНИХ СИСТЕМ З ВИКОРИСТАННЯМ ВЛАСТИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНАЛЬНИХ СПЛАВІВ	421
15.1. Аналіз електро теплових процесів у розбірних контактних системах.....	422
15.1.1. Теоретичні основи розбірних контактів	422
15.1.2. Аналіз залежностей температури нагріву та перехідного опору розбірного контактного з'єднання у режимі довготривалого електричного навантаження.....	428
15.1.3. Особливості тепломеханічних процесів при нагріванні розбірних контактних систем струмами короткого замикання.....	433
15.1.4. Аналіз принципів стабілізації контактного тиску в розбірних контактних системах	437
15.1.5. Динамічне управління тиском контактних систем з використанням ефектів пам'яті форми та надпружності.....	442
15.1.6. Моделювання електротеплових та електромеханічних процесів у розбірному контактному з'єднанні при наявності пристроїв управління тиском із сплаву з ЕПФ та ЕНП.....	446
15.1.7. Аналіз електротеплових процесів у розбірних контактних системах з урахуванням росту оксидних плівок	457
15.1.8. Моделювання параметрів та характеристик пристроїв управління тиском розбірних контактів	462
15.2. Математичне моделювання електротеплових та електромеханічних процесів у роз'ємних контактних системах при проходженні струмів короткого замикання	467
15.2.1. Роз'ємні контактні системи та їх режими роботи	467

15.2.2. Нагрівання контактних комутаційних систем струмами короткого замикання	470
15.2.3. Електромеханічні процеси у контактній системі при проходженні струмів короткого замикання.....	472
15.2.4. Принципи компенсації електродинамічних сил у контактних комутаційних системах	476
15.2.5. Математичне моделювання температури площадки контактування у комутаційній контактній системі, обладнаній активними стабілізаторами тиску	480
15.2.6. Математичне моделювання електромеханічних процесів у контактних з'єднаннях з вмонтованими активними термостабілізаторами тиску	481
15.2.7. Оптимізація площі поперечного перерізу активних термостабілізаторів тиску	483
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	487
РОЗДІЛ 16 ЗАХИСТ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУГ	488
16.1. Фізична картина виникнення атмосферних перенапруг і їх небезпека	489
16.2. Захист електроустановок від прямих	491
ударів блискавки	491
16.3. Захист електроустановок від індукованої перенапруги	496
16.4. Виконання грозозахисту електростанцій, підстанцій, ліній і споживчих електроустановок.....	503
16.5. Поняття про комутаційну перенапругу	505
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	506
РОЗДІЛ 17 ЗАЗЕМЛЕННЯ І ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ	508
17.1. Призначення заземлювальних пристроїв	509
17.2. Розподіл потенціалу і розтікання струму в землі від заземлювача..	511
17.3. Вимоги до заземлювальних пристроїв	513
17.4. Літерні позначення типу системи заземлення.....	514
ЛІТЕРАТУРА	516

Навчальне видання

Козирський Володимир Вікторович
Волошин Семен Михайлович

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Підручник

Підписано до друку. 2013. Формат 84х108/16.
Папір офсетний. Гарнітура Petersburg
Тираж 30шт.

Віддруковано
Центр поліграфії КОМПРИНТ
м. Київ, 02000, вул. Предславинська, 28