



ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ
АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО

О.І. КОВАЛЕНКО, Л.Р. КОВАЛЕНКО

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Навчальний посібник



КОВАЛЕНКО О. І.

КОВАЛЕНКО Л. Р.

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Навчальний посібник

Одеса
2025

УДК 621.3
К75

Автори:

Коваленко О. І., Коваленко Л. Р.

Рецензенти:

Мірошник О. О., доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри «Електропостачання та енергетичного менеджменту», Державний біотехнологічний університет, м. Харків.

Тиховод С. М., доктор технічних наук, професор кафедри «Електричних машин», Національний університет «Запорізька політехніка».

Вовк О. Ю., кандидат технічних наук, доцент кафедри «Електротехніки та електромеханіки імені професора В.В. Овчарова», Таврійський державний агротехнологічний університет імені Дмитра Моторного.

Рекомендовано Вченою радою Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного
(Протокол № 8 від 02 травня 2024 р.)

Коваленко О. І., Л.Р. Коваленко

К 75 Основи електропостачання : навчальний посібник. Одеса : Олді+, 2025.
238 с.

У навчальному посібнику представлено матеріал про основні задачі електропостачання народногосподарських об'єктів, вимоги щодо надійності електропостачання та якості електричної енергії, електричні навантаження споживачів, будову та розрахунок електричних мереж за економічними показниками, допустимим нагріванням та за втратою напруги, відомості про струми короткого замикання та методики їх визначення. Посібник містить теоретичні відомості, приклади розв'язання задач, запитання для самоконтролю.

ISBN 978-617-8559-20-5

УДК 621.3

© О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко.

© Таврійський державний агротехнологічний університет
імені Дмитра Моторного, 2025

ISBN 978-617-8559-20-5

ЗМІСТ

Передмова.....	6
Тема 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАВАННЯ, РОЗПОДІЛ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	8
1.1 Основні терміни та визначення	8
1.2 Відомості про виробництво, передавання, розподіл та споживання електричної енергії	10
1.2.1 Розвиток електроенергетики в Україні	10
1.2.2 Джерела електричної енергії	12
1.2.3 Технологічний процес виробництва електричної енергії	15
1.2.4 Передавання та розподіл електричної енергії	22
1.2.5. Державні стандарти, що регламентують електропостачання народногосподарських об'єктів.....	23
1.3. Завдання електропостачання об'єктів.....	24
1.3.1. Якість електричної енергії	24
1.3.2. Надійність електропостачання	33
1.3.3. Економічність роботи електричних мереж.....	34
Запитання для самоконтролю	35
Тема 2. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ СПОЖИВАЧІВ	37
2.1. Графіки електричних навантажень споживачів і трансформаторних підстанцій	37
2.2. Визначення навантажень електричних мереж	44
2.2.1. Розрахунок навантажень ліній напругою 0,38...35 кВ.....	44
2.2.2. Розрахунок навантажень трансформаторних підстанцій напругою 6...35/0,4 кВ.....	45
2.3. Визначення центру електричних навантажень	47
Приклади розрахунків за темою 2.....	48
Запитання для самоконтролю	53
Тема 3. БУДОВА ЗОВНІШНІХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	54
3.1. Класифікація електричних мереж напругою 0,38...110 кВ	54
3.2. Конструкція проводів та кабелів зовнішніх електричних мереж....	60
3.3. Ізолятори повітряних ліній електропередавання	67
3.4. Опори повітряних ліній електропередавання.....	69
3.5. Активний та індуктивний опір проводів ліній електропередавання..	72
Запитання для самоконтролю	74

Тема 4. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ	75
4.1. Втрати енергії в елементах електричних мереж	75
4.2. Приведені витрати на передавання та розподіл електричної енергії ..	81
4.3. Економічна густина струму та економічні інтервали навантажень ...	84
4.4. Визначення перерізу проводів повітряних ліній напругою 0,38...10 кВ методом економічних інтервалів	87
Приклади розрахунків за темою 4.....	90
Запитання для самоконтролю	93
Тема 5. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ	95
5.1. Допустиме навантаження на проводи та кабелі	95
5.2. Вибір плавких запобіжників та автоматичних вимикачів	99
5.3. Вибір перерізу проводів за допустимим нагріванням	102
Приклади розрахунків за темою 5.....	105
Запитання для самоконтролю	109
Тема 6. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ	110
6.1. Розрахунок ліній постійного струму	110
6.2. Спад і втрата напруги в мережах змінного струму	113
6.3. Розрахунок електричних мереж трифазного струму при сталому перерізі проводів магістралі	118
6.4. Розрахунок розгалужених електричних мереж змінного струму...	120
6.5. Розрахунок замкнених мереж змінного струму.....	121
Приклади розрахунків за темою 6	127
Запитання для самоконтролю	131
Тема 7. ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	132
7.1. Вплив відхилень напруги на роботу споживачів електричної енергії	132
7.2. Вплив елементів електричної мережі на відхилення напруги	135
7.3. Визначення допустимої втрати напруги в мережі за таблицею відхилень.....	138
7.4. Перевірка електричної мережі на коливання напруги під час пуску електричних двигунів.....	144
7.5. Регулювання напруги в електричних мережах	146
Приклади розрахунків за темою 7.....	153
Запитання для самоконтролю	156

Тема 8. СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ	157
8.1. Загальні відомості про короткі замикання та замикання на землю в електричних мережах	157
8.2. Початковий період короткого замикання	160
8.3. Складання розрахункових та еквівалентних схем	164
8.4. Визначення струмів короткого замикання в мережах напругою вище 1000 В	169
8.5. Визначення струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В.....	171
8.6. Визначення струмів замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю	174
Приклади розрахунків за темою 8	178
Запитання для самоконтролю	186
Тема 9. ЕЛЕКТРИЧНА АПАРАТУРА	187
9.1. Електричні контакти	187
9.2. Поняття про електричну дугу	191
9.3. Шини розподільних пристроїв	195
9.4. Ізолятори для електричних установок	195
9.5. Плавкі запобіжники	198
9.5.1. Плавкі запобіжники напругою до 1000 В	202
9.5.2. Плавкі запобіжники напругою вище 1000 В	203
9.6. Автоматичні вимикачі	206
Запитання для самоконтролю	210
ДОДАТКИ	211
БІБЛІОГРАФІЧНИЙ ОПИС	236

ВСТУП

Система електропостачання – це комплекс пристроїв для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії. Він складається із джерел електричної енергії, ліній електропередавання (повітряних та кабельних), трансформаторних підстанцій, перетворювальних і розподільних пунктів. До цього комплексу також належить вимірювальне і захисне обладнання, що забезпечує керування надійною роботою пристроїв комплексу. Система електропостачання створена для забезпечення електричною енергією промислових та комунально-побутових споживачів, транспорту та споживачів агропромислового комплексу тощо.

Джерелами електричної енергії на даний час є атомні, теплові, гідравлічні, сонячні та вітрові електростанції, які зазвичай розташовані на деякій відстані від споживачів електричної енергії. Робота електростанцій заснована на використанні різних природних енергетичних ресурсів. Об'єднання електричних станцій за допомогою ліній електропередачі та підстанцій у єдину систему електропостачання сприяє збільшенню надійності забезпечення електричною енергією приймачів і споживачів. Це також дозволяє знизити пікове навантаження електростанцій у різні періоди доби.

Основними приймачами електричної енергії промислових підприємств, підприємств агропромислового комплексу, транспорту та комунально-побутових споживачів є: силові електроустановки – різноманітні машини і механізми з приводними електродвигунами (насоси, компресори, верстатобробне і підйомно-кранове обладнання, вентилятори, зерноочисні агрегати, транспортні засоби та ін.); електротермічні установки; електричні освітлювальні пристрої та системи; електролізні установки; перетворювальні агрегати для живлення двигунів низької машин і механізмів, внутрішньозаводського електричного транспорту; різні види електричних апаратів, які забезпечують керування технологічними процесами, електроприводами та ін.

В наш час значно збільшуються обсяги споживання електричної енергії і, в значній мірі, підвищуються вимоги до її якості (відхилення напруги, відхилення частоти, синусоїдальності, гармонійної складової та ін.). Лише за умови надійного забезпечення якісною електричною енергією можливе стабільне функціонування промисловості, сільського господарства, транспорту, комунального господарства, побутових споживачів та ін.

Забезпечення споживачів електричною енергією реалізується через систему електропостачання, яка здійснює передавання та розподілення електричної енергії приймачам, забезпечує необхідну потужність в години

максимальних навантажень, нормовану надійність електропостачання, нормовані межі зміни показників якості електричної енергії, має задовольняти умовам безпечної експлуатації, економічності та мати надійне керування.

Для професійного та компетентного вирішення завдань, що пов'язані з електропостачанням народногосподарських об'єктів, інженер повинен мати достатній обсяг теоретичних знань та вміти творчо використовувати їх у своїй повсякденній практичній діяльності.

Допомогти студентам здобути, систематизувати та поглибити знання, а також набути практичні навички у виборі раціональних рішень задач електропостачання є метою цього навчального посібника.

В запропонованому посібнику висвітлено найбільш суттєві питання основ електропостачання. В посібнику розглянуто питання: виробництва електричної енергії; розрахунку електричних навантажень споживачів; вибору місця розташування трансформаторних підстанцій; вибору та перевірки основного обладнання і апаратів; розрахунку електричних мереж за економічними показниками, допустимим нагріванням та втратою напруги; розрахунку струмів короткого замикання та замикання на землю в елементах електричних мереж; конструкції і принципу дії основних електричних апаратів, що застосовуються в електричних мережах.

Навчальний посібник написаний таким чином, щоб здобувачі вищої освіти мали можливість самостійно вивчати курс «Основи електропостачання». З цією метою в посібнику в логічній послідовності подаються основні теоретичні відомості за темами, поряд з теоретичними відомостями наводиться їх практичне застосування – наводяться приклади розв'язання практичних задач. В кінці кожної теми наводяться запитання для самоконтролю.

Відомості, які викладені в навчальному посібнику стануть в нагоді інженеру-енергетику в його практичній діяльності.

ТЕМА 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО, ПЕРЕДАВАННЯ, РОЗПОДІЛ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1 Основні терміни та визначення

Відповідно до: ДСТУ 3440-96. Системи енергетичні. Терміни та визначення; ДСТУ 3465-96. Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення; Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) та інших нормативних документів [4-10; 15] установлені терміни і визначення основних понять, які належать до електроенергетичних систем загального призначення.

Електроустановка – комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в яких їх встановлено), призначених для виробництва, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії і перетворення її в інші види енергії. Електроустановки за умовами електробезпеки розділяють на електроустановки до 1 кВ і електроустановки понад 1 кВ.

Відкрита, або зовнішня, електроустановка – електроустановка, не захищена будівлею від атмосферного впливу. Електроустановки, захищені тільки навісами, сітчастими огорожами тощо, розглядають як зовнішні.

Закрита, або внутрішня, електроустановка – електроустановка, розміщена всередині будівлі, що захищає її від атмосферного впливу.

Розподільна електроустановка – електроустановка, призначена для приймання та розподіляння електричної енергії однієї напруги.

Електрична станція – це електротехнічна споруда, на якій енергію природних джерел перетворюють в електричну енергію.

Приймач електричної енергії (електроприймач) – пристрій (апарат, агрегат, механізм, комплекс), призначений для перетворення електричної енергії в інші види енергії та її використання.

Споживач електричної енергії – електроприймач або група електроприймачів, які об'єднані спільним технологічним процесом і розташовані на певній території.

Трансформаторна підстанція – електроустановка, що призначена для прийняття, перетворення і розподілу електричної енергії. Підстанція складається з трансформаторів, розподільних пристроїв, пристроїв керування, релейного захисту і автоматики та допоміжних споруд.

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

Розподільний пристрій – частина трансформаторної підстанції, що призначена для прийому і розподілу електричної енергії, яка складається з комутаційних апаратів, шин, пристроїв захисту і автоматики та ін.

Електропостачання – процес забезпечення споживачів електричною енергією.

Система електропостачання – сукупність комплектів електротехнічного устаткування, призначеного для забезпечення споживачів електричною енергією.

Електрична мережа – сукупність електроустановок для передавання і розподілу електричної енергії, яка складається із підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території.

Енергетична система (енергосистема) – комплекс електричних станцій, поєднаних загальною електричною мережею з приймачами електроенергії, а також між собою, в якому процеси виробництва, передавання та споживання електричної енергії відбуваються в один і той же час за спільного керування цими процесами. В окремих частинах енергосистеми в процесі виробництва електроенергії можливе супутнє виробництво теплової енергії та її розподіл і споживання в локальних вузлах.

Електрична частина енергосистеми – сукупність електроустановок електричних станцій, підстанцій та електричних мереж енергосистеми.

Електроенергетична система – електрична частина енергосистеми і приймачі електричної енергії, які живляться від неї, об'єднані спільністю процесу виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії.

Централізоване електропостачання – електропостачання споживачів від енергосистеми.

Об'єднана енергосистема – сукупність енергетичних систем, об'єднаних загальним режимом роботи, що має спільне диспетчерське керування.

Центр живлення – складова частина електропостачальної системи, яка являє собою розподільну установку з генераторною напругою електростанції або розподільну установку з вторинною напругою знижувальної підстанції енергосистеми, яка має пристрій для регулювання напруги з приєднаними до нього живильними чи розподільними мережами району електропостачання.

1.2 Відомості про виробництво, передавання, розподіл та споживання електричної енергії

1.2.1 Розвиток електроенергетики в Україні

Електрична енергія є одним із найпоширеніших видів енергії, яку на даний час використовує людство. Вона може швидко передаватися від місця генерування до місця споживання (використання), легко перетворюється в інші види енергії, її можна легко розподіляти, легко контролювати та регулювати параметри. Ці властивості обумовили широке використання її у народногосподарському комплексі будь-якої сучасної країни [11-13].

Перші електростанції на території сучасної України були введені в експлуатацію в 1890 році (Київ, Полтава, Костянтинівка (Донецька область), Катеринослав (Дніпро), Львів).

В 1913 році сумарна потужність електростанцій України становила 304,3 тис. кВт.

У Радянській Росії у 1920 році було вироблено 0,5 млрд. кВт-годин електричної енергії. У тому ж 1920 році був розроблений план електрифікації Росії – ГОЕЛРО, який передбачав спорудження 30-ти потужних електростанцій загальною потужністю 1,75 млн. кВт із виробництвом електроенергії до 8 млрд. кВт-годин на рік. За цим планом, зокрема, передбачалося будівництво чотирьох теплових електростанцій на Донбасі та гідроелектростанцій у Запоріжжі. У квітні 1921 року в рамках цього плану було створено Комісію з електрифікації України.

У 1926 році здійснено пуск першого турбогенератора Штерівської теплової електростанції (м. Міусинськ Луганської області).

Також було побудовано Сєверодонецьку ДРЕС – неподалік від м. Лисичанська та Зуївську – в районі Донецька (м. Зугрес).

З перших днів існування об'єктів енергетики розпочалося об'єднання дрібних районних електричних станцій в енергосистеми. Перші енергосистеми були створені на базі ліній електропередавання напругою 35 та 110 кВ.

Пізніше були створені енергосистеми на базі ліній електропередавання напругою 150 та 220 кВ, далі 330, 500 та 750 кВ.

У 1929 році запрацювала перша в Україні повітряна лінія електропередавання напругою 110 кВ напрямком Штерівська ДРЕС – Кадіївка.

Перший гідроагрегат Дніпровської ГЕС (м. Запоріжжя) введено в експлуатацію в 1932 році. В цьому ж році розпочато експлуатацію повітряної лінії електропередавання напругою 150 кВ Дніпрогес – Донбас.

У 1935 році в Україні створено Донбаську, Дніпровську і Харківську енергетичні системи.

У 1940 році введено в експлуатацію повітряну лінію напругою 220 кВ «Дніпро-Донбас».

У 1961 році збудовано першу в Україні лінію електропередавання напругою 330 кВ «Кременчук – Черкаси – Київ».

У 1962 році збудовано першу в світі лінію електропередавання постійного струму «Волгоград – Донбас» з напругою 800 кВ, протяжністю 473 км.

Станом на 1965 рік в Україні працювало близько 1600 малих гідроелектростанцій (ГЕС). Сформована цілісна енергетична система України.

У 1970 році введено в експлуатацію Київську гідроаккумуляційну електростанцію потужністю 225 МВт.

Повітряну лінію напругою 750 кВ «ПС «Донбаська» – ПС «Західно-Українська»» введено в експлуатацію у 1973 році.

У 1973 році введено в експлуатацію найпотужнішу в Україні Запорізьку теплову електричну станцію (ТЕС) потужністю 3600 (3650) МВт.

У 1975 році завершено будівництво каскаду Дніпровських гідроелектростанцій. В цьому ж році розпочато будівництво Південно Українського енергетичного комплексу (Південноукраїнська АЕС, Ташлицька ГАЕС та Олександрівська ГЕС).

У 1977 році введено в експлуатацію перший енергоблок Чорнобильської АЕС потужністю 1000 МВт.

У 1991 році загальна довжина електричних мереж України перевищила 1 млн. кілометрів.

У 1995 році завершено спорудження найбільшої в Європі атомної електростанції – Запорізької АЕС потужністю 6000 МВт.

До сучасних досягнень енергетики України можна віднести:

- прийняття до промислової експлуатації блоку №2 Хмельницької АЕС потужністю 1 млн. кВт (2005 р.);
- прийняття до промислової експлуатації блоку №4 Рівненської АЕС потужністю 1 млн. кВт (2006 р.);
- пуск першого, другого та випробувальний пуск третього гідроагрегатів (за проектом 6 агрегатів, кожен потужністю 151 МВт в турбінному режимі та 216,5 МВт – у насосному) на Ташлицькій ГАЕС (2006, 2007 р. та 2021 р. відповідно);
- пуск чотирьох (за проектом 7 агрегатів) гідроагрегатів Дністровської ГАЕС (2009-2021 р.р.);
- введення в експлуатацію найпотужнішої у світі, на той час, сонячної електростанції «Перове» у АР Крим потужністю 105 МВт (2011 р.);
- введення в експлуатацію Ботіївської ВЕС потужністю 200 МВт (2014 р.);
- введення в експлуатацію Димерської СЕС потужністю 50 МВт (2018 р.);
- введення в експлуатацію Нікопольської СЕС потужністю 200 МВт (2019 р.);
- введення в експлуатацію Покровської СЕС (Нікопольський район) потужністю 240 МВт (2019 р.);

– введення в експлуатацію Приморської ВЕС (м. Приморськ, Запорізької області) потужністю 200 МВт (2019 р.).

Електроенергетична система України до 1991 року входила до складу єдиної енергетичної системи СРСР у вигляді об'єднаної енергосистеми «Південь».

Після 1991 року, із розпадом СРСР, енергосистема України якийсь час працювала у складі енергосистеми Росії. Далі енергосистема України працювала в автономному режимі. В цей час відбулося ряд кризових явищ, які супроводжувалися відключенням ряду генераторних потужностей енергосистеми. На той час гостро стояли проблеми із підтримання рівня напруги та частоти, збереження стабільності енергосистеми.

Оскільки енергосистеми Росії і України знаходяться в безпосередній близькості, а в деяких випадках навіть перетинаються, то за економічною доцільністю вони знову були об'єднані в загальну систему і працювали паралельно до лютого 2022 року.

Опівночі 24 лютого 2022 року енергетичну систему України було від'єднано в тестовому режимі від енергосистем Росії та Білорусі. Це від'єднання було плановим і від цих планів не стали відмовлятися навіть на тлі подій 24 лютого 2022 року. Це було потрібно для того, щоб випробувати, як українська система працює автономно та у єдиному блоці з Молдовою.

16 березня 2022 року відбулась історична подія: українську енергосистему було остаточно від'єднано від енергетичної мережі Росії та Білорусі. На тлі російського військового вторгнення, більш ніж на рік раніше запланованого терміну, енергосистема України була повністю синхронізована з енергомережою континентальної Європи.

На даний час об'єднана енергосистема України не має зв'язку з енергосистемою Росії. Натомість з 16 березня 2022 року українська енергосистема приєднана до Єдиної енергосистеми Європи – ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

1.2.2 Джерела електричної енергії

Для виконання будь-якої роботи необхідно витратити певну кількість енергії. Людина у своїй діяльності використовує різні види енергії, але на сьогодні найбільш поширено використовується електрична енергія. Її виробляють на електричних станціях шляхом перетворення теплової, механічної або хімічної енергії природних джерел, насамперед палива (вугілля, нафти, газу, торфу, сланців та ін.). Крім того в якості джерела енергії може використовуватися вітер, сонячна енергія та морські припливи [11-13].

Значного поширення на даному етапі розвитку людства набули електростанції, в яких використовуються атомна енергія. Атомні електростанції є різновидом теплових електростанцій, в яких джерелом теплової енергії є ядерне паливо: уран-233, уран-235, плутоній-239.

В залежності від енергоносія, що використовується для живлення первинного двигуна, розрізняють теплові (КЕС, ТЕС, ТЕЦ), гідравлічні (ГЕС), гідроаккумуляційні (ГАЕС), вітрові (ВЕС) та атомні (АЕС) електричні станції. На даний час також широкого застосування набули сонячні електростанції (СЕС).

Теплові електростанції на органічному паливі розділяють на конденсаційні (КЕС, ТЕС) та теплофікаційні (ТЕЦ). В конденсаційних електростанціях (КЕС) використовується теплота від спалювання палива в топках котлів. Пара, що одержується в котлах, направляється до парових турбін, обертає генератор і виробляє електричну енергію. Після турбіни пара конденсується в конденсаторах. Коефіцієнт корисної дії (к.к.д.) використання енергії палива на таких станціях становить 30-40 %.

В теплофікаційних електростанціях (ТЕЦ) пара, що пройшла через турбіну не охолоджується (відсутні конденсатори), а використовується для опалення житлових будинків та промислових підприємств. Коефіцієнт використання енергії палива на таких станціях становить близько 70 %.

Гідравлічні електростанції використовують енергію річок. Потужність таких електростанцій визначається добутком напору на витрати води. Особливо доцільним є використання гірських річок, в яких можна отримати значний перепад (напір) між верхнім та нижнім рівнями води. Коефіцієнт корисної дії ГЕС становить 80-90 %.

На атомних електростанціях використовують теплоту, що виділяється при розпаді атомів ядерного палива. Основою таких електростанцій є ядерний реактор, в якому виділяється значна кількість теплоти. Один кілограм урану виділяє теплоти більше ніж два мільйона кілограмів кам'яного вугілля. Але коефіцієнт корисної дії АЕС становить лише 35-40 %.

На сьогодні в Україні на атомних, теплових, гідравлічних, вітрових та сонячних електростанціях виробляється близько 160...200 млрд. кВт·годин електричної енергії на рік (2007 рік – 196,3; 2009 – 173; 2012 – 198,6; 2021 – 156,6).

На чотирьох АЕС (15 енергоблоків) виробляється до 80...90 млрд. кВт·годин електричної енергії на рік (43...50 %).

Решта електроенергії генерується на 44 ТЕС та ТЕЦ – до 70 млрд. кВт·годин на рік (35-45%), і на 10 ГЕС – 14 млрд. кВт·годин на рік (5,1-7,5%). Близько 3% електроенергії виробляється на малопотужних комунальних ТЕЦ.

В останні роки в Україні суттєво зросла доля електричної енергії, що виробляється на вітро- та сонячних електростанціях – до 7,5% у 2020 році.

На Запорізькій АЕС генерується до 50 % електроенергії від загального обсягу електроенергії, що виробляється на всіх АЕС України (до 25% від загальної кількості виробленої в Україні електроенергії).

Атомні електростанції:

- Запорізька АЕС (6 енергоблоків – 6×1000 МВт), до 42 млрд. кВт год/ рік);
- Південноукраїнська АЕС (3 енергоблоки – 3×1000 МВт), до 18 млрд. кВт год/рік);
- Рівненська АЕС (4 енергоблоки – 2×440 МВт та 2×1000 МВт), до 16 млрд. кВт год/рік);
- Хмельницька АЕС (2 енергоблоки (2×1000 МВт), до 7 млрд. кВт год/рік).

Теплові електростанції:

- Запорізька ТЕС, встановлена потужність 3650 МВт (2×300 МВт, 2×325 МВт та 2×800 МВт енергоблоки) – найпотужніша в Україні;
- Вуглегірська ТЕС, встановлена потужність 3600 МВт (4×300 та 3×800 МВт);
- Криворізька ТЕС, встановлена потужність 3000 МВт (10×300 МВт);
- Старобешівська ТЕС, встановлена потужність 2300 МВт (3×100 МВт, 1×200 МВт, 1×215 МВт, 8×195 МВт);
- Зміївська ТЕС, встановлена потужність 2200 МВт (6×175 МВт, 3×275 МВт, 1×325 МВт);
- Бурштинська ТЕС, встановлена потужність 2400 МВт (12×200 МВт);
- Трипільська ТЕС, встановлена потужність 1825 МВт (5×300 МВт, 1×325 МВт);
- Ладижинська ТЕС, встановлена потужність 1800 МВт (6×300 МВт);
- Придніпровська ТЕС, встановлена потужність 1765 МВт (3×285 МВт, 1×310 МВт та 4×150 МВт);
- Курахівська ТЕС, встановлена потужність 1460 МВт (1×200 та 6×210 МВт);
- Луганська ТЕС, встановлена потужність 1450 МВт;
- Зуївська ТЕС, встановлена потужність 1270 МВт;
- Слов'янська ТЕС, встановлена потужність 830 МВт;
- Добротвірська ТЕС, встановлена потужність 500 МВт.

Гідроелектростанції:

- Київська ГЕС, встановлена потужність 408,5 МВт;
- Київська ГАЕС, встановлена потужність 235,5/135 МВт;
- Канівська ГЕС, встановлена потужність 500 МВт;
- Кременчуцька ГЕС, встановлена потужність 625 МВт;
- Середньодніпровська ГЕС, встановлена потужність 352 МВт;
- Дніпровська ГЕС, встановлена потужність 1578,6 МВт;
- Каховська ГЕС, встановлена потужність 334,8 МВт (зруйнована);
- Дністровська ГЕС-1, встановлена потужність 702 МВт;
- Дністровська ГЕС-2, встановлена потужність 40,8 МВт;
- Ташлицька ГАЕС, встановлена потужність 302/433 МВт;
- Дністровська ГАЕС, встановлена потужність 1296/1664 МВт.

Вітроелектростанції:

- Новоазовська ВЕС, встановлена потужність 16,4 МВт ($141 \times 0,108$ та $2 \times 0,6$ МВт);
- Ботіївська ВЕС, встановлена потужність 200 МВт ($65 \times 3,1$ МВт);
- Приморська ВЕС, встановлена потужність 200 МВт ($52 \times 3,8$ МВт).

Сонячні електростанції:

- Покровська СЕС (Нікопольський район), встановлена потужність 240 МВт;
- Нікопольська СЕС, встановлена потужність 200 МВт;
- СЕС «Перове» (АР Крим), встановлена потужність 105 МВт;
- СЕС «Tokmak Solar Energy», встановлена потужність 50 МВт;
- Димерська СЕС, встановлена потужність 50 МВт;
- Дунайська СЕС, встановлена потужність 45 МВт.

У 2019 році Україна експортувала до країн Східної та Центральної Європи близько 6,47 млрд. кВт·годин. Також Україна імпортує електричну енергію в розмірі 1,5...2,5 млрд. кВт·год/рік.

1.2.3 Технологічний процес виробництва електричної енергії

На електричних станціях (крім СЕС) енергія природних джерел перетворюється в механічну, яка, в свою чергу, за допомогою електричних машин (*генераторів*), перетворюється в електричну [12, 13].

В залежності від виду джерела енергії для обертання генераторів використовують первинні двигуни різного типу – парові, газові і гідравлічні турбіни, двигуни внутрішнього згоряння, парові машини, вітродвигуни тощо. Електротехнічна споруда, на якій енергію природних джерел перетворюють в електричну енергію називають електростанцією.

Залежно від енергоносія, що використовується для живлення первинного двигуна, розрізняють *теплові, атомні, гідравлічні та вітрові* електростанції. В Україні найбільш поширені теплові електростанції, які виробляють 86 % (теплові та атомні, як різновиді теплових) усієї електроенергії.

На теплових 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 (локомотивними), дизельними і газотурбінними*.

Паротурбінні електростанції належать до потужних сучасних станцій, на яких парова турбіна з'єднана з електрогенератором в енергетичний агрегат, що називається *турбоагрегатом*.

Паромашинні електростанції в якості первинного двигуна містять поршневу 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 паливі. Первинними двигунами цих станцій є двигуни внутрішнього згоряння. Дизельні електростанції використовують в якості резервних для електропостачання окремих районів чи споживачів.

Газотурбінні електростанції, на яких використовується газова турбіна, ще не набули значного поширення в Україні.

Потужні паротурбінні електростанції поділяють на **конденсаційні (ТЕС або КЕС) 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.

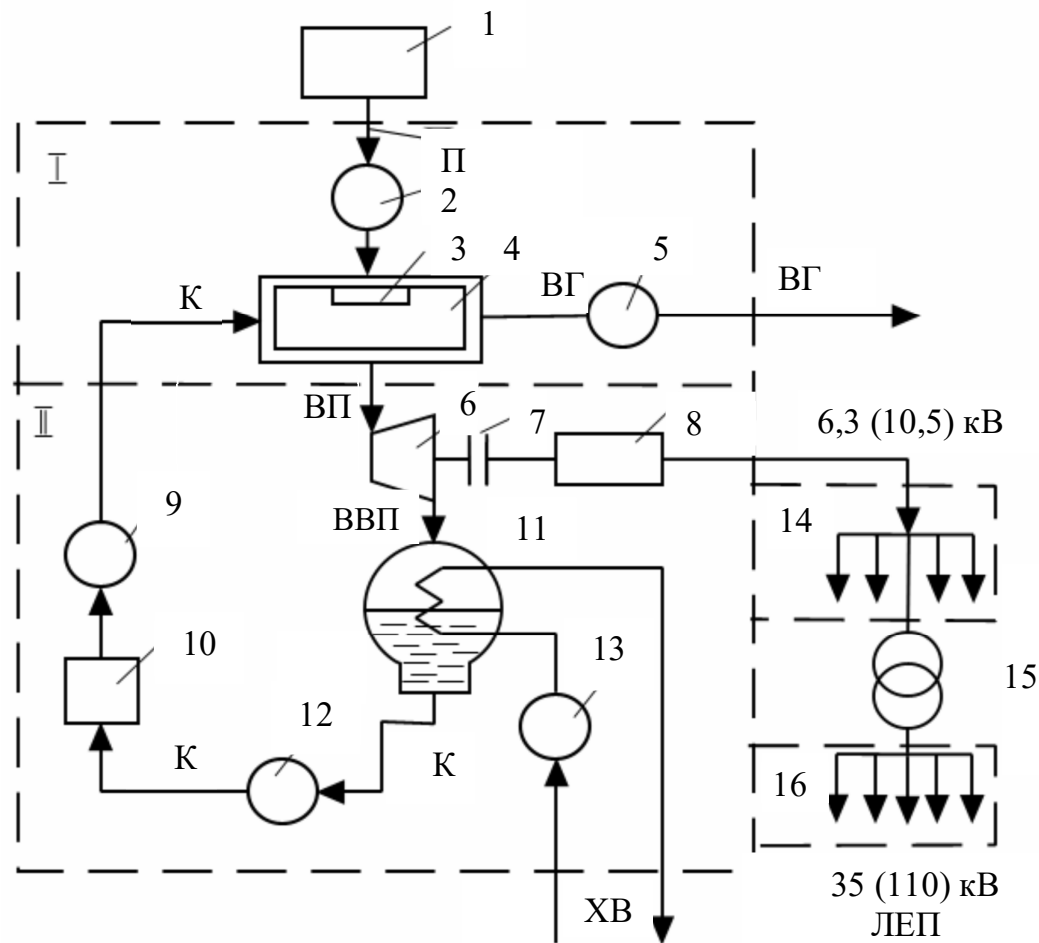
Паливо (П) зі складу 1 (рисунок 1.1) подається у паливний бункер 2 і спалюється в топці 3 парового котла 4. Тепло, що виділяється під час згоряння палива, нагріває воду, яка проходить трубами всередині котла.

Відпрацьовані гази (ВГ) через димосос 5 викидаються назовні. У котлі утворюється водяна пара із температурою до 360 °С, 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 парової турбіни, а разом з ним і вал генератора 8. Чим більша різниця тиску і температури, тим більшу механічну роботу здійснює пара в турбіні.

Відпрацьована водяна пара (ВВП), яка має ще деякий запас теплової енергії, спрямовується у конденсатор 11. Останній являє собою циліндр із горизонтально розміщеними всередині нього трубами, якими тече холодна вода (ХВ). Відпрацьована пара, що омиває ці труби, охолоджується і перетворюється в конденсат (К). Живильним насосом 9 конденсат після конденсаторного насоса 12 і живильного бака 10 подається у котел 4, де знову перетворюється в пару.

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.

Електроенергія, що виробляється генератором 8 через розподільний пристрій 14 надходить на ввід підвищувального трансформатора 15, далі через розподільний пристрій 16 вона подається в лінію електропередавання (ЛЕП).



I – котельня; II – машинний зал;

1 – склад; 2 – 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 – конденсаційний насос; 13 – циркуляційні насоси; 14 – розподільний пункт напругою 6,3 (10,5) кВ; 15 – підвищувальний трансформатор; 16 розподільний пункт напругою 35 (110) кВ

Рисунок 1.1. – Схема технологічного процесу конденсаційної паротурбінної електростанції

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

Від конденсаційної станції (КЕС) 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 теплових електростанцій становить 30-35 %, 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 МВт і більше, одним із найважливіших засобів економії палива і підвищення економічної ефективності є укрупнення і збільшення 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 (МГД-генераторів), в яких хімічна енергія палива безпосередньо перетворюється в електричну, минаючи стадії перетворення в теплову енергію пари і механічну енергію турбіни.

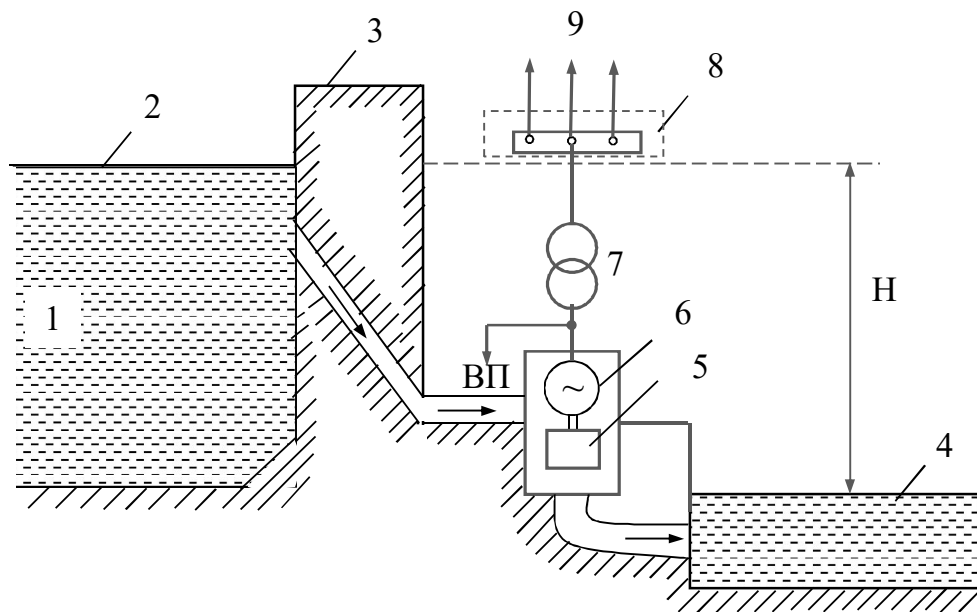
У магнітогідродинамічних генераторах потік «гарячих» електропровідних газів-плазми з температурою до 2500-3000 °К, спрямовується у міжполюсний простір потужних електромагнітів. Рух такого газоподібного провідника рівнозначний переміщенню якоря звичайних електричних машин у магнітному полі. Але у МГД-генераторах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

На даний час також вже будуються *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 (рисунок 1.2), то рівень води до греблі значно піднімається порівняно з її рівнем після греблі. Різниця рівнів верхнього 2 і нижнього 4 б'єфа називається напором (Н), або висотою падіння. Якщо на лопатки гідротурбіни 5 спрямувати потік води з верхнього б'єфа, то колесо турбіни почне обертатися, а разом з ним і вал турбіни та ротор електричного генератора 6. Електроенергія, що виробляється генератором надходить на ввід підвищувального трансформатора 7 та на власні потреби (ВП), далі через відкритий розподільний пристрій (ВРП) 8 вона подається в лінію електропередавання 9.

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.



1 – річка; 2 – верхній водяний простір (верхній б'єф); 3 – гребля; 4 – нижній водяний простір (нижній б'єф); 5 – гідротурбіна; 6 – генератор; 7 – підвищувальний трансформатор; 8 – відкритий розподільний пристрій; 9 – лінія електропередавання

Рисунок 1.2 – Схема технологічного процесу гідроелектростанції

Отже, потужність водяного потоку визначається різницею рівнів води (напором) і стоком води. Гідроелектростанція використовує лише енергію певної ділянки річки. Для більш ефективного використання енергії річки будують каскад гідроелектростанцій – кілька електростанцій, що розміщені на різних її ділянках.

Таким каскадом, наприклад, на Дніпрі є Дніпровський каскад з Київською (м. Вишгород), Канівською (м. Канів), Кременчуцькою (м. Світловодськ), Середньодніпровською (м. Кам'янське), Дніпровською (м. Запоріжжя) та Каховською гідроелектростанціями. К.к.д. сучасних гідроелектростанцій набагато вищий, ніж теплових, і досягає 85-90 %.

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.

Гідроелектростанції порівняно з тепловими мають низку переваг: значно простіший технологічний процес виробництва електроенергії; більший к.к.д. та нижча собівартість електроенергії (на великих гідроелектростанціях вона у п'ять разів менша, ніж на теплових). Це пояснюється відсутністю затрат на паливо і зменшенням кількості обслуговуючого персоналу.

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.

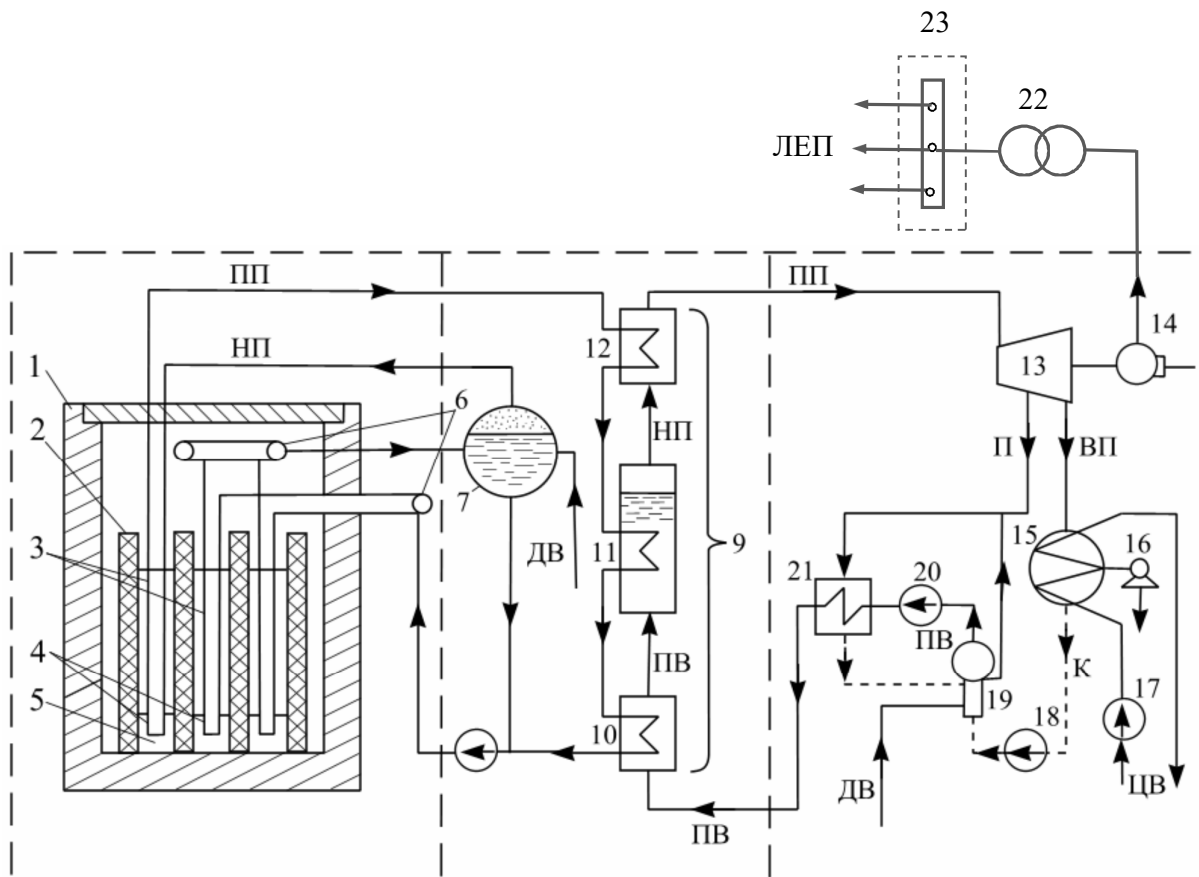
Тепло атомної електростанції може бути використане за одно- або двоконтурною схемою. За одноконтурною схемою перегріта пара від реактора надходить безпосередньо до парової турбіни. За такою схемою, наприклад, в Україні працювала Чорнобильська атомна електростанція.

Двоконтурна атомна електростанція за схемою дещо складніша ніж одноконтурна, проте забезпечує високу безпеку обслуговування. За двоконтурною схемою працюють всі інші АЕС України.

На рисунку 1.3 наведено 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 або воду. Графітний циліндр 2 має велику кількість робочих каналів 5. У робочому каналі всередині ядерної втулки 3 розміщена У-подібна сталева трубка 4, якою переміщується охолоджувальний 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.



I – 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; 22 – підвищувальний трансформатор; 23 – відкритий розподільний пристрій

Рисунок 1.3. – Спрощена схема технологічного процесу атомної електростанції

Відпрацьована пара (ВП), як і на інших паротурбінних електростанціях, з турбіни надходить до конденсатора 15. Циркуляційна вода (ЦВ) подається насосом 17. Із конденсатора конденсат (К) насосом 18, подається в деаератор 19. Підігріта вода (ПВ) живильним насосом 20 через регенеративний 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.

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) незначна витрата палива;
- 2) можливість спорудження в будь-якому місці, де є водойма, оскільки це не пов'язано із 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.

1.2.4 Передавання та розподіл електричної енергії

На електростанціях України генерується трифазна змінна напруга частотою 50 Гц. Генератори потужних електростанцій виробляють електроенергію напругою 6,3...27 (6,3; 10,5; 11,0; 13,8; 15,75; 16,5; 18; 20,0; 24,0; 27,0) кВ. Напруга основних споживачів електроенергії не перевищує 380...660 В. Також існують виробничі споживачі з номінальною напругою 6 (10) кВ. Електропостачання споживачів здійснюється через електричні мережі, які живляться від енергосистеми (об'єднаної енергосистеми), що об'єднує велику кількість електростанцій та електричних мереж різних класів напруги [11-14].

Електроенергія від енергосистеми до споживача передається лініями електропередавання на значні відстані, що супроводжується втратою потужності в лінії:

$$\Delta P_L = I_L^2 \cdot r_0 \cdot l_L, \quad (1.1)$$

де I_L – струм трифазної системи (лінії), А;

r_0 – опір одного кілометра проводу, Ом;

l_L – довжина лінії електропередавання, км.

Струм трифазної системи (лінії):

$$I_L = \frac{P_{нав.}}{\sqrt{3} \cdot U_{Л.лін} \cdot \cos \varphi}, \quad (1.2)$$

де $P_{нав.}$ – потужність, що передається лінією (потужність навантаження), кВт;

$U_{Л.лін}$ – лінійна напруга лінії (мережі), кВ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності, в.о.

Як видно із виразу (1.2), підвищуючи напругу в мережі (знаменник), можна збільшувати потужність (чисельник), що передається при незмінному струмі; а при незмінній потужності із збільшенням напруги – зменшується сила струму. З цього випливає, що при збільшенні напруги лінії електропередавання, без збільшення втрати потужності, можна значно збільшити довжину лінії.

Згідно із сказаним вище, при передаванні електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу на підвищувальних трансформаторних підстанціях, що розташовані на електричних станціях. На сьогодні в Україні від електростанцій електрична енергія передається лініями напругою 110, 150, 220, 330, (400), 500 та 750 кВ.

Для живлення споживачів на зниженій напрузі споруджують ряд знижувальних підстанцій.

Знижувальні трансформаторні підстанції розділяють на районні та споживчі. На **районних** підстанціях електрична енергія з напруги 35...500 кВ знижується до напруги 6...110 кВ і передається в розподільні мережі.

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

Електростанції в будь-який момент часу виробляють стільки електричної енергії, скільки її використовують споживачі у той самий момент. Баланс виробництва і споживання електричної енергії підтримується регулюванням напруги і частоти струму в мережі.

Необхідно забезпечити таку організацію виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії, при якій кількість електроенергії, що виробляється, буде дорівнювати кількості електроенергії, що споживається.

1.2.5 Державні стандарти, що регламентують електропостачання народногосподарських об'єктів

Електропостачання об'єктів та його якість в Україні регламентується рядом державних стандартів та правил. До них можна віднести наступні документи:

- ДСТУ 2790-94 – Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

- ДСТУ 2791-94 – Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

- ДСТУ 3429-96 – Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення.

- ДСТУ 3465-96 – Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення.
- ДСТУ 3466-96 – Якість електричної енергії. Терміни та визначення.
- ГОСТ 13109-97 – Норми якості електричної енергії у системах загального електропостачання (міждержавний стандарт, введений в Україні 01.01.2000 р.).
- ДСТУ EN 50160:2014 – Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.
- Правила улаштування електроустановок станом на 2019 рік зі змінами.

1.3 Завдання електропостачання об'єктів

Електропостачання – область електроенергетики, що займається передаванням і розподілом електричної енергії [9, 11, 15].

До завдань електропостачання, з метою забезпечення споживачів електричною енергією заданої якості, входять: розрахунок навантажень; розробка систем; вибір кількості і потужності підстанцій; проектування електричних мереж та підвищення їх пропускної спроможності; регулювання напруги і компенсація реактивної потужності; конструктивне виконання електромереж; захист мереж та їх автоматизація; підвищення надійності мереж.

Електропостачання виробничих підприємств та населених пунктів у сільській місцевості має ряд особливостей у порівнянні із електропостачанням промислових об'єктів та міст. Головною особливістю є необхідність підведення електричної енергії до великої кількості малопотужних об'єктів, які розосереджені на значній території.

Наявність протяжних повітряних ліній електропередавання, в свою чергу, веде до частих перерв в електропостачанні споживачів внаслідок аварій – тобто до зниження надійності електропостачання. Надійність – важливий показник системи електропостачання.

1.3.1 Якість електричної енергії

Тривалий час розвиток енергетики України супроводжувався недооцінкою, а часто і ігноруванням проблем якості електричної енергії, що призвело до появи електромагнітної несумісності електричних мереж, споживачів і енергосистем. Зазначена сумісність визначається як здатність електротехнічного пристрою задовільно функціонувати у електромагнітному

оточенні, до якого належать й інші електроустановки. Якість електричної енергії з року в рік погіршується, тоді як вимоги щодо неї зростають [1, 11-14].

На даний час виникло складне становище, коли значна кількість технологічних процесів, наприклад, біотехнології, автоматичні лінії, обчислювальна, вакуумна, мікропроцесорна техніка, телемеханіка, електровимірювальні системи і т. ін. при існуючій якості електричної енергії вже не можуть надійно (без порушень) працювати. Отже настав час, коли електричну енергію необхідно розглядати як товар, який при будь-якій системі господарювання характеризується певними (специфічними) показниками, перелік і значення яких визначають його споживчу якість.

Під якістю електроенергії розуміють відповідну сукупність її параметрів, які описують особливості процесу передавання електричної енергії для її використання в нормальних умовах експлуатації, визначають безперервність електропостачання (відсутність тривалих чи короткочасних перерв електропостачання) і характеризують напругу живлення (величину, несиметрію, частоту, форму хвилі). До цього визначення потрібно додати ще дві особливості.

По-перше: якість електричної енергії в цілому виражається ступенем задоволеності споживача умовами електропостачання.

По-друге: якість електричної енергії залежить не тільки від умов електропостачання, але й від особливостей електрообладнання, яке застосовується споживачем (його чутливості до електромагнітних перешкод, а також можливості їх генерування) і умов експлуатації.

Останньою особливістю визначається той факт, що відповідальність за якість електричної енергії повинні нести не тільки постачальні організації, але і споживачі електричної енергії та виробники електрообладнання [1, 4].

Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК) розробляє та затверджує норми якості електричної енергії трьох типів:

- **визначальні**, які містять опис електромагнітного середовища, термінологію, вказівки щодо обмеження рівнів генерування електромагнітних перешкод та вимірювання і тестування засобів для визначення показників якості електроенергії, рекомендації щодо виготовлення електрообладнання;

- **загальні норми**, в яких приводяться допустимі рівні електромагнітних перешкод при генеруванні чи в електричних мережах побутового та промислового призначення;

- **детальні норми (предметні)**, які містять вимоги щодо окремих виробів і пристроїв з точки зору якості електричної енергії.

Головною організацією в Європі, яка займається координацією робіт щодо стандартизації в електротехніці, електроніці і суміжних областях знань є Міжнародна електротехнічна комісія.

Слід назвати ще й такі міжнародні організації, як Міжнародна Рада по великим електричним системам високої напруги (CIGRE) та Міжнародний Союз

виробників і дистриб'юторів електричної енергії (UNIPED). Впливовою регіональною організацією, яка займається нормалізацією в області якості електричної енергії для країн Євросоюзу (ЄС), є CENELEC (фр. Comité Européen de Normalisation Électrotechnique) – Європейський комітет електротехнічної стандартизації). Існує ще ряд міжнародних професійних організацій і національних комітетів, які розробляють національні стандарти на якість електричної енергії, як правило, на основі норм МЕК. Прийняття норм відбувається, головним чином, методом експертних оцінок, шляхом голосування.

Нормування значень показників якості електричної енергії відноситься до головних питань проблеми якості електричної енергії. Систему показників якості електричної енергії утворюють кількісні характеристики повільних (відхилення) і швидких (коливання) змін діючого значення напруги, його форми і симетрії в трифазній системі, а також змін частоти. Персонал енергетичних служб підприємств не може впливати на рівень частоти у мережі. Виняток складають випадки живлення від автономних джерел, які на практиці зустрічаються порівняно рідко.

Принципи нормування показників якості електричної енергії щодо напруги базуються на техніко-економічних передумовах і полягають у наступному:

- показники якості електричної енергії щодо напруги мають енергетичне значення, тобто характеризують потужність (енергію) спотворення кривої напруги, ступінь негативної дії цієї енергії на електрообладнання, а ефективність технологічних процесів порівнюється зі значеннями зазначених спотворень показників якості електричної енергії;

- гранично допустимі значення показників якості електричної енергії обираються з техніко-економічних міркувань;

- показники якості електричної енергії нормуються із заданою вірогідністю на протязі певного інтервалу часу щоб отримані конкретні значення були співставні між собою.

Система показників якості електричної енергії, що базується на цих передумовах, може застосовуватися починаючи з проектних робіт. Вона дозволяє здійснити масове метрологічне забезпечення контролю якості електричної енергії за допомогою відносно простих і недорогих приладів, а також реалізувати заходи і технічні засоби для нормалізації якості електричної енергії.

В Україні з 1 січня 2000 року введено у дію міждержавний стандарт ГОСТ 13109-97 – Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

Наказом Міністерства розвитку України від 20.05.2014 р. № 573 введений в дію національний стандарт України ДСТУ EN 50160:2014 – Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності [4]. Стандарт ДСТУ EN 50160:2014 ідентичний європейському стандарту EN 50160:2010 із набранням чинності з 01.10.2014 р. Але, при цьому міждержавний

стандарт ГОСТ 13109-97 станом на 01.03.2024 р. не втратив чинності, тобто, в Україні на даний час існують два стандарти, в яких деякі норми щодо якості напруги електропостачання суперечать одна одній.

У зв'язку із наведеним вище, в подальшому викладенні матеріалу будемо посилалися і спиратися на ДСТУ EN 50160:2014, беручи до уваги перспективу застосування в подальшому в Україні саме цього стандарту.

Державний стандарт встановлює показники і норми якості електричної енергії в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц у вузлах, до яких приєднуються електричні мережі, що знаходяться у власності різних споживачів або приймачі електричної енергії (у вузлах загального приєднання). При дотриманні визначених цим стандартом норм забезпечується електромагнітна сумісність електричних мереж систем електропостачання загального призначення і електричних мереж споживачів (приймачів) електричної енергії [1, 4, 12].

Норми, що встановлені зазначеним стандартом ДСТУ EN 50160:2014 (ГОСТ 13109-97), є обов'язковими у всіх режимах роботи систем електропостачання загального призначення, крім тих, що визначені наступним:

- винятковими погодними умовами і стихійними лихами (ураган, повінь, землетрус та ін.);
- не передбачуваними ситуаціями, які викликані діями сторони, що не є енергопостачальною організацією чи споживачем електричної енергії (пожежа, вибух, військові дії та ін.);
- умовами, що регламентовані державними органами управління, а також пов'язаними з ліквідацією наслідків вище зазначених негараздів.

Якість електричної енергії при живленні електроприймачів від енергосистеми визначається стабільністю і рівнями частоти, струму і напруги, а також ступенем несиметрії і несинусоїдальності напруги.

Стандартна номінальна напруга U_n для мереж низької напруги загальної призначеності має значення $U_n = 230$ В між фазним і нульовим проводом.

Національна примітка (станом на 01.03.2024 р), ДСТУ EN 50160:2014:

- стандартна номінальна напруга для мереж низької напруги загальної призначеності в Україні тимчасово має значення $U_n = 220$ В.

Норми, що встановлені державним стандартом, підлягають обов'язковому включенню їх у технічні умови на приєднання споживачів електричної енергії і у договори на користування електричною енергією між останніми та електропостачальними організаціями. Згідно ДСТУ EN 50160:2014 (ГОСТ 13109-97) основними показниками якості електричної енергії є [4]:

- частота напруги електропостачання (відхилення частоти Δf);
- змінення напруги електропостачання (усталене відхилення напруги δU_y);

- показник флікера P_{lt} (доза флікера P_t);
- небаланс напруг електропостачання (коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності K_{2U});
- сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень СКГС (NEAN) напруги електропостачання (коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U);
- провали напруги (тривалість провалу напруги Δt_n);
- перенапруга (коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$);

Слід зазначити, що стандарт ДСТУ EN 50160:2014 не передбачає використання термінів «допустимого» та «граничного» значення відхилення напруги, на відміну від ГОСТ 13109-97.

Більшість явищ, що погіршують якість електричної енергії в електричних мережах, відбуваються у зв'язку з особливостями спільної роботи останніх з електроприймачами та їх електромагнітної сумісності. Показники якості електричної енергії в основному обумовлені втратами (падінням) напруги на ділянці електричної мережі (лінії), що живить споживачів. Вони визначаються за виразом:

$$\Delta U = \frac{P_{нав.} \cdot r_{\text{Л}} + Q_{нав.} \cdot x_{\text{Л}}}{U_{\text{н}}} \quad (1.3)$$

Зазначені тут активний ($r_{\text{Л}}$) і реактивний ($x_{\text{Л}}$) опір ділянки мережі (лінії) вважаються постійними, а відповідні потужності навантаження $P_{нав.}$ і $Q_{нав.}$, що передаються по ділянці мережі (лінії) – змінними. Характер цих змін, зазвичай, буває різним, що й викликало необхідність прийняття декількох визначень втрат напруги [11-14]:

- при повільній зміні навантаження відповідно до його графіка – **відхилення напруги**;
- при різко змінному характері навантаження – **коливання напруги**;
- при несиметричному розподілі навантаження по фазах електричної мережі – **несиметрія напруги в трифазній системі**;
- при нелінійному навантаженні – **несинусоїдальність форми кривої напруги**.

Від тих явищ, на які споживач електричної енергії впливати не може, йому залишається тільки захищати своє устаткування спеціальними засобами, наприклад, пристроями швидкодіючого захисту або гарантованого живлення.

Відповідальність за підтримання напруги в межах норм, встановлених державними стандартами, покладається на енергопостачальну організацію.

Рівень частоти в першу чергу впливає на навантаження, що представлене електродвигунами – при зміні частоти напруги електропостачання змінюється їх частота обертання, струм, момент та інтенсивність нагрівання.

В електричних мережах України прийнята частота змінної напруги 50 Гц.

За ДСТУ EN 50160:2014 номінальна частота напруги електропостачання має бути 50 Гц. За нормальних робочих умов середнє значення частоти основного складника напруги, яку виміряно на проміжку 10 с, має бути в межах:

- а) для систем, які синхронно підключено до об'єднаної енергосистеми:
 - 50 Гц $\pm$ 1 % (тобто 49,5...50,5 Гц) протягом 99,5 % часу за рік;
 - 50 Гц $\pm$ 4 % /- 6% (тобто 47...52 Гц) протягом 100 % часу вимірювання;
- б) для мереж без синхронного підключення до об'єднаної енергосистеми (тобто для електропостачальних систем типу енергетичний острів):
 - 50 Гц $\pm$ 2 % (тобто 49...51 Гц) протягом 95 % часу за тиждень;
 - 50 Гц $\pm$ 15 % (тобто 42,5...57,5 Гц) протягом 100 % часу вимірювання.

Підтримання частоти в заданих межах не є основною задачею електропостачання галузей народного господарства, яке займається лише розподіленням електричної енергії, а не її виробництвом.

Рівень напруги – важливий параметр, що характеризує будь-який елемент електричної мережі. Підтримання необхідного рівня напруги – одна із основних задач електропостачання.

Номінальною (U_n) називається така напруга приймачів електроенергії, генераторів і трансформаторів, при якій вони нормально і найбільш економічно працюють, вона вказується в паспорті машини або апарату. Для установок трифазного струму за номінальну напругу приймають значення міжфазної (лінійної) напруги.

Відхилення напруги (усталене відхилення напруги) – це алгебраїчна різниця між напругою в будь-якій точці мережі та номінальною напругою мережі. Відхилення напруги – це повільна плавна зміна напруги, зумовлена зміною навантаження. Напруга в мережі змінюється поступово при зміні навантаження на протязі доби, місяця, року. Відхилення напруги вимірюється у вольтах або у відсотках.

Відхилення напруги δU на початку та в кінці лінії можна визначити за наступними виразами [11-13]:

$$\delta U_A = U_A - U_n; \quad \delta U_B = U_B - U_n. \quad (1.4)$$

де U_A, U_B – відповідно, напруга на початку та в кінці лінії, В;

U_n – номінальна напруга мережі (лінії), В.

Відхилення напруги характеризується показником усталеного відхилення напруги δU_y . Відхилення напруги в тій чи іншій точці мережі відбувається, під впливом повільної зміни навантаження відповідно до його графіка.

Усталене (стале) відхилення напруги в мережі у відсотках:

$$\delta U_{уст.} = \frac{U_y - U_n}{U_n} \cdot 100\%, \quad (1.5)$$

де U_y – усереднене значення напруги за одну хвилину, В;

U_n – номінальна напруга мережі, В.

Стандарт встановлює допустимі значення усталеного відхилення напруги на затискачах електроприймача. Межі ж зміни напруги у точці приєднання споживача повинні визначатися з урахуванням падіння напруги від зазначеної точки до електроприймача і вказуватись у договорі на енергопостачання.

Коливання напруги – це швидка стрибкоподібна зміна напруги, яка викликана, наприклад, включенням потужного асинхронного електродвигуна.

Коливання напруги характеризується розмахом (δU_t) та частотою зміни напруги ($F_{\delta U_t}$) й інтервалом часу між змінами напруги (Δt) [11-14].

Збільшення напруги на 5% зменшує термін служби ламп розжарювання в 2 рази, але підвищує їх світловий потік. Зменшення напруги на 5% збільшує термін служби лам розжарювання в 2 рази.

Для асинхронних електродвигунів момент на валу змінюється прямо пропорційно квадрату напруги, тому при зниженні напруги нормально завантажені електродвигуни «перекидаються».

При відхиленні напруги в будь-яку сторону від номінального значення збільшується струм в електродвигуні, що веде до підвищеного нагріву обмотки.

У нормальних робочих умовах, за винятком періодів, під час котрих відбувались переривання напруги, змінення напруги не повинні перевищувати $\pm 10\%$ від величини номінальної напруги U_n [4].

В умовах, коли електричну енергію постачають електромережі без зв'язку з об'єднаною енергосистемою чи до особливо віддалених користувачів мережею, змінення напруги не повинні перевищувати $+10\% / -15\%$ від U_n [4].

Номінальна напруга генераторів на 5...10% вища за номінальну напругу мережі і становить (для потужних електростанцій): 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75; 16,5; 18,0; 21,0, 24,0 та 27 кВ [11,13].

Вторинна напруга підвищувальних та знижувальних трансформаторів також на 5% вища за номінальну напругу мережі.

Напруга первинної обмотки знижувальних трансформаторів, так як вони є споживачами електроенергії, рівна номінальній напрузі мережі: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500 та 750 кВ.

Для підтримання необхідних рівнів напруги у споживачів в системі електропостачання використовують спеціальні пристрої: відгалуження обмоток трансформаторів, пристрої регулювання напруги під навантаженням, автотрансформатори, мережні регулятори, конденсаторні установки.

Небаланс напруг електропостачання (коефіцієнт несиметрії напруги).

Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2U} – відношення напруги зворотної послідовності основної частоти (U_2) до номінальної лінійної (міжфазної) напруги мережі (U_n).

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_n} \cdot 100\% . \quad (1.6)$$

Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0U} – відношення напруги нульової послідовності основної частоти (U_0) до номінальної лінійної (міжфазної) напруги мережі.

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_n} \cdot 100\% . \quad (1.7)$$

Несиметрія напруги характерна для сільських мереж напругою 0,38/0,22 кВ із переважаючим однофазним навантаженням. У цих мережах навіть нормальні режими роботи часто несиметричні.

В результаті несиметрії відхилення напруги у однофазних приймачів, які приєднані до різних фаз, будуть різними і можуть виходити за допустимі межі. При несиметрії характерна поява складових нульової і зворотної послідовності, що приводить до додаткового нагрівання електродвигунів.

Нормальне значення коефіцієнта несиметрії напруги на затискачах трифазних електроприймачів тривало допускається в межах від 0 до 2 %.

Для зменшення впливу несиметрії на якість напруги необхідно: забезпечити рівномірний розподіл навантаження однофазних споживачів між фазами; потужні споживачі електроенергії підключати на лінійну напругу; збільшувати переріз проводів; встановлювати трансформатори на споживчих ТП 10/0,4 кВ із схемою з'єднання обмоток «зірка-зигзаг-нуль».

Коефіцієнт несинусоїдальності напруги (коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$) – відношення діючого значення гармонійної складової несинусоїдальної напруги до напруги основної частоти.

На затискачах електроприймачів значення коефіцієнта несинусоїдальності напруги тривало допускається в межах 5% і максимально до 10% (короткочасно).

Несинусоїдальність форми кривої напруги призводить до підвищеного нагріву електродвигунів та до збільшення втрат електроенергії в усіх елементах мережі.

Спотворення, що створюються синхронними генераторами і силовими трансформаторами, малі і не роблять істотного впливу на систему електропостачання і на роботу електроприймачів. Головною причиною спотворень є вентильні перетворювачі, сталеплавильні електродугові і руднотермічні печі, установки дугового і контактного зварювання, перетворювачі частоти, індукційні печі, ряд електронних технічних засобів (телевізійні приймачі, ПЕОМ), газорозрядні лампи та ін.

Електронні приймачі електроенергії і газорозрядні лампи створюють при своїй роботі невисокий рівень гармонійних спотворень на виході, але загальна кількість таких електроприймачів велика.

Так як шкідливий вплив несинусоїдальності напруги частіше за все проявляється при несиметричних режимах роботи мережі, відповідно, вказані заходи з боротьби із несиметрією будуть також дієвими і для боротьби із несинусоїдальністю напруги.

У таблиці 1.1 наведені властивості електричної енергії, показники її якості і основні джерела погіршення якості електричної енергії.

Таблиця 1.1 – Винуватці погіршення показників якості електричної енергії

Властивість електричної енергії	Показник якості електричної енергії	Ймовірне джерело погіршення якості електричної енергії
Відхилення напруги	Усталене (стале) відхилення напруги $\delta U_{уст.}$	Електропостачальна організація
Коливання напруги	1. Розмах зміни напруги 2. Доза флікера P_L .	Споживач зі змінним навантаженням
Несинусоїдальність напруги	1. Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U . 2. Коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$.	Споживач з нелінійним навантаженням
Несиметрія трифазної системи напруги	1. Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2U} . 2. Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0U} .	Споживач з несиметричним навантаженням
Відхилення частоти	Відхилення частоти Δf	Електропостачальна організація
Провал напруги	Тривалість провалу напруги Δt_n .	Електропостачальна організація
Імпульс напруги	Імпульсна напруга $U_{имп.}$	Електропостачальна організація
Тимчасова перенапруга	Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$.	Електропостачальна організація

1.3.2 Надійність електропостачання

Під надійністю електропостачання розуміють безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією заданої якості.

Відповідно до ПУЕ споживачі та електроприймачі у відношенні надійності електропостачання діляться на три категорії [11-15]:

- I-а категорія – електроприймачі (споживачі), перерва в електропостачанні яких може створити небезпеку (загрозу) для життя людей, значні збитки, пошкодження основного обладнання, що має високу вартість, хворобу і загибель тварин, масовий брак продукції, порушення складного технологічного процесу та інше.

Електроприймачі I-ї категорії забезпечуються електроенергією від декількох незалежних джерел живлення, що взаємно резервуються. Допускається перерва в електропостачанні споживачів I-ї категорії на час автоматичного відновлення живлення від резервного джерела.

- II-га категорія – електроприймачі (споживачі), перерва в електропостачанні яких призводить до масового недовідпускання продукції, масового простою устаткування і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості жителів.

Електроприймачі II-ї категорії рекомендується забезпечувати електричною енергією від двох джерел живлення.

Допускається перерва в електропостачанні споживачів II-ї категорії на час, необхідний для підключення резервного живлення черговим персоналом або виїзною бригадою (до 30 хвилин).

Допускається живлення споживачів II-ї категорії від однієї лінії або від одного трансформатора, якщо перерва в електропостачанні при виконанні аварійного ремонту не буде перевищувати одну добу (час заміни або ремонту обладнання).

- III-я категорія – електроприймачі несерійного виробництва продукції, допоміжні цехи, комунально-господарські та побутові споживачі.

Електроприймачі (споживачі) III-ї категорії забезпечуються живленням від одного джерела при умові, що перерви в електропостачанні не будуть перевищувати одну добу.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів існує ряд організаційно-технічних і технічних заходів.

Організаційно-технічні заходи [11]:

- підвищення кваліфікації персоналу;
- підвищення вимог до експлуатаційного персоналу;

- раціональна організація поточних і капітальних ремонтів;
- раціональна організація відшукування і ліквідації пошкоджень;
- організація заходів із визначення утворення ожеледі та її видалення;
- забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування.

Технічні заходи:

- підвищення надійності окремих елементів мереж;
- скорочення радіусу дії електричних мереж;
- застосування підземних кабельних мереж;
- застосування повітряних ліній електропередавання з ізольованими

проводами (ПЛІ);

- мережеве та місцеве резервування;
- автоматизація електричних мереж.

Максимального ефекту в напрямку підвищення надійності електропостачання можна досягти при комплексному використанні організаційно-технічних і технічних заходів.

1.3.3 Економічність роботи електричних мереж

Підвищення економічності роботи систем електропостачання – це велика комплексна задача, яка тісно пов'язана із підвищенням якості електроенергії та надійності електропостачання. У зв'язку із цим заходи, які були розглянуті вище, вирішують одночасно і задачу підвищення економічності електропостачання [11-13].

Важливе значення для вирішення вказаної задачі мають заходи із зниження втрат електричної енергії в елементах електричних мереж та її раціонального використання.

Розрізняють організаційно-технічні та технічні заходи із зниження втрат електроенергії в електричних мережах.

До організаційно-технічних заходів зі зниження втрат електроенергії в електричних мережах відносяться:

- підтримання оптимальних рівнів напруги на шинах 6...10 кВ трансформаторних підстанцій 110...35/6...10 кВ;
- відключення одного із трансформаторів двотрансформаторних підстанцій при їх незначному завантаженні;
- зменшення часу роботи електродвигунів в режимі неробочого ходу;
- вирівнювання навантажень за фазами в мережі напругою 0,38 кВ;
- скорочення строків ремонту електрообладнання;

- зменшення витрат енергії на власні потреби підстанцій;
- удосконалення систем обліку електроенергії.

До технічних заходів із зниження втрат електроенергії в електричних мережах відносяться:

- встановлення в мережах конденсаторних установок із автоматичним регулюванням ємності;
- встановлення на підстанціях 110...35/10...6 кВ пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН);
- спорудження нових ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій;
- заміна проводів на перенавантажених лініях електропередачі;
- переведення електричних мереж на більш високу напругу.

Запитання для самоконтролю

1. Що називається електроустановкою?
2. Що називається трансформаторною підстанцією?
3. Що називається приймачем електричної енергії?
4. Що називається споживачем електричної енергії?
5. Що називається енергетичною мережею?
6. Що називається електричною мережею?
7. Які існують електростанції за видом первинної енергії?
8. Назвіть основні потужні електростанції України.
9. Назвіть основне технологічне обладнання та основні етапи виробництва електроенергії на теплових електростанціях?
10. Назвіть основне технологічне обладнання та основні етапи виробництва електроенергії на атомних електростанціях?
11. Назвіть основне технологічне обладнання та основні етапи виробництва електроенергії на гідравлічних електростанціях?
12. Основні задачі електропостачання об'єктів.
13. З якою метою в електричних мережах застосовують декілька ступенів трансформації напруги?
14. За якими параметрами контролюється якість електричної енергії?
15. Що таке коливання напруги?
16. Що таке відхилення напруги?
17. Що таке коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$?

18. Що таке коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2U} ?
19. Що таке коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0U} ?
20. Чому номінальна напруга вторинної обмотки трансформаторів більша від номінальної напруги мережі?
21. Яким чином можна зменшити вплив несиметрії напруги на якість електричної енергії?
22. Що розуміють під надійністю електропостачання споживачів і від яких факторів вона залежить?
23. Як класифікуються електроприймачі та споживачі електричної енергії у відношенні забезпечення надійності електропостачання?
24. Які споживачі відносяться до I-ї категорії за надійністю і як забезпечується їх електропостачання?
25. Які споживачі відносяться до II-ї категорії за надійністю і як забезпечується їх електропостачання?
26. Які споживачі відносяться до III-ї категорії за надійністю і як забезпечується їх електропостачання?
27. Які існують організаційно-технічні заходи для підвищення надійності електропостачання споживачів?
28. Які існують технічні заходи для підвищення надійності електропостачання споживачів?
29. Перелічіть організаційно-технічні заходи із зниження втрат електричної енергії в електричних мережах?
30. Перелічіть технічні заходи із зниження втрат електричної енергії в електричних мережах?

ТЕМА 2

ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ СПОЖИВАЧІВ

Як відмічалось раніше, генератори електричних станцій в кожний момент часу повинні розвивати таку потужність, яку в сумі споживають усі споживачі енергосистеми із врахуванням витрат потужності на власні потреби та втрат в елементах енергосистеми [11-14, 17-20].

Витрати потужності на власні потреби електростанцій і підстанцій, та втрати в елементах мережі енергосистеми становлять незначну і досить рівномірну частину від загальної потужності, що виробляється електростанціями. Внаслідок цього можна стверджувати, що характер роботи джерел електричної енергії (генераторів) повністю визначається характером роботи споживачів (навантаженням).

Для проектування електричних ліній та підстанцій необхідно знати навантаження окремих електроприймачів та їх груп.

Режим роботи окремих споживачів та їх груп загалом не залишається сталим, їх потужність змінюється протягом доби, місяця й сезону. Відповідно, електричне навантаження є величиною, яка безперервно змінюється, тобто – одні споживачі підключаються, а інші відключаються. Окрім того, потужність електроприймачів, що підключені до електричної мережі, також змінюється на протязі часу їх роботи. Наприклад: для електродвигуна потужність змінюється із зміною завантаження робочої машини, яку він приводить в дію; освітлювальне навантаження максимальне у вечірні години, до того ж його тривалість взимку більша, ніж влітку.

Всі ці зміни навантаження в мережі енергосистеми носять виключно випадковий характер, але для них справедливі закони ймовірності, які можуть бути встановлені із заданою точністю шляхом обробки дослідних даних. Таким чином детальне вивчення електричних навантажень споживачів є складною і самостійною задачею.

2.1 Графіки електричних навантажень споживачів і трансформаторних підстанцій

Для проектування і експлуатації систем електропостачання необхідно знати, як змінюються із часом основні параметри в елементах системи [11-14].

Розрізняють два види параметрів системи електропостачання: *режимні і схемні*.

Режимні параметри: струм, потужність, енергія, коефіцієнт потужності, напруга, частота та ін., тобто параметри, які пов'язані безпосередньо із режимами виробництва, передачі та розподілу електричної енергії.

Схемні параметри: тип та марка проводів, тип та марка силових трансформаторів, довжина ділянок ліній та ін., тобто параметри, які характеризують елементи електричної схеми системи електропостачання.

Основними режимними параметрами системи електропостачання є **напруга і потужність** (максимальна, мінімальна, номінальна).

Номінальне навантаження (потужність) – корисна потужність яка направлена на здійснення певної роботи. Номінальна потужність вказується в паспортних даних електроустановок.

Встановлена потужність – найбільша сумарна активна електрична потужність, з якою електроустановка може тривало працювати без перевантаження відповідно до технічних умов або із паспортом на устаткування.

Розрахункове навантаження (потужність) – найбільше значення повної потужності на вводі до споживача або на ділянці електричної мережі за період часу 0,5 години в кінці розрахункового періоду.

За розрахунковий період приймається час, який пройшов із моменту введення установки в експлуатацію до моменту досягнення навантаженням розрахункового значення.

Розрізняють **денний** S_d , кВА, та **вечірній** S_v максимуми навантаження споживачів або групи споживачів.

У проектній практиці для визначення навантажень на вводах до споживачів користуються типовими проектами. Для основних споживачів електричної енергії показники навантаження приймаються за встановленими нормативами.

Якщо в даному районі є сезонні споживачі (зрошування, теплиці, зернотік), то вони також повинні бути враховані при розрахунку навантажень із використанням коефіцієнта сезонності.

При визначенні навантажень, про які відсутні дані в типових методиках, використовують реальні графіки електричних навантажень споживачів.

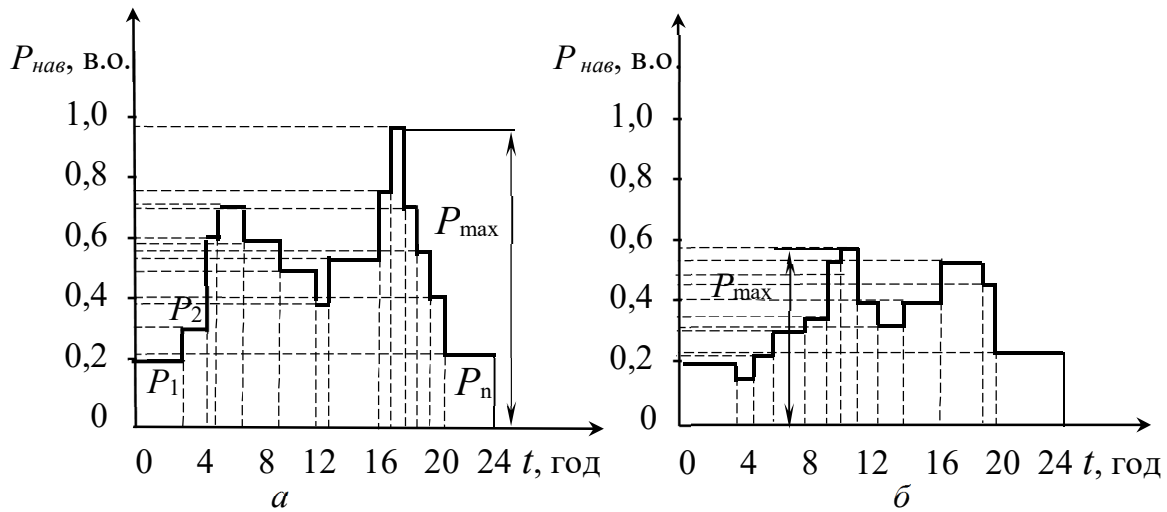
Характеристику навантаження можна показати графічно. Якщо на осі абсцис відкласти години доби, а на осі ординат – відповідні їм навантаження, то дістанемо криву, яка називається **добовим графіком навантаження**.

Графік електричних навантажень – залежність потужності (P , Q або S) або струму від часу на протязі певного періоду – доби, сезонну, року. Відповідно, розрізняють добові, сезонні та річні графіки навантажень.

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 [11-13].

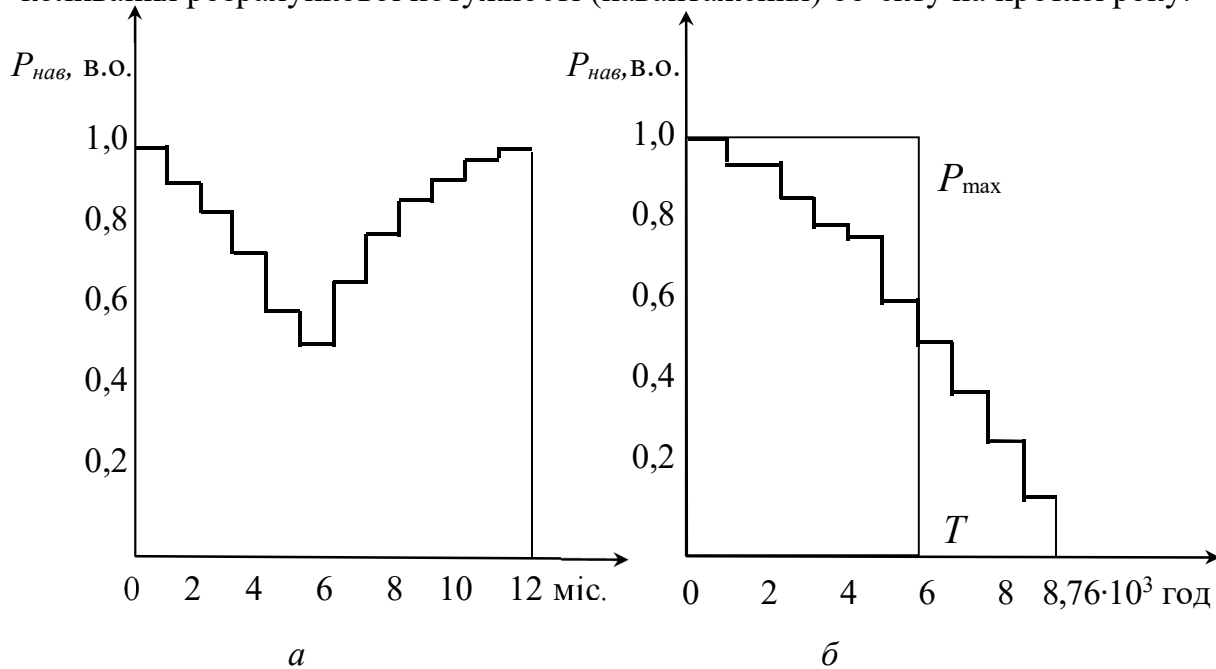
В практиці розрахунків використовують *східчасті графіки*, які отримують із безперервних графіків шляхом усереднення крайніх значень (рисунок 2.1). При розрахунку навантажень користуються характерними добовими графіками для зимової (рисунок 2.1, а) та літньої доби (рисунок 2.1, б).



а – для зимової доби; б – для літньої доби

Рисунок 2.1 – Добові графіки навантаження

Річний графік навантаження – це зміна за місяцями року максимального півгодинного навантаження (рисунок 2.2 а). Він характеризує коливання розрахункової потужності (навантаження) об'єкту на протязі року.



а – річний; б – річний за тривалістю

Рисунок 2.2 – Графіки навантаження

Для практичних цілей зручно користуватися **річним графіком навантаження за тривалістю** (рисунок 2.2 б).

Річний графік навантаження за тривалістю будується за даними добових графіків навантаження зими і літа за всі дні року. На осі ординат в порядку, що спадає, відкладають навантаження, а на осі абсцис відкладають тривалість цих навантажень (час).

Із достатньою точністю можна побудувати річний графік навантаження за тривалістю, користуючись лише двома добовими графіками навантаження – зимового та літнього (рисунок 2.1). При цьому приймають, що споживачі працюють на протязі року 200 діб за зимовим і 165 діб – за літнім добовими графіками.

Із добових графіків (рисунок 2.1) в порядку зменшення по черзі вибирають ординати (навантаження $P_1, P_2, \dots, P_n$) на річний графік. Розрахунок тривалості кожного ступеня навантаження ($P_1, P_2, \dots, P_n$) річного графіка t_i , год, ведуть за формулами [11, 12]:

$$t_1 = 200 \cdot t_{1\text{зим.}} + 165 \cdot t_{1\text{літ.}}; \quad (2.1)$$

$$t_2 = 200 \cdot t_{2\text{зим.}} + 165 \cdot t_{2\text{літ.}};$$

$$t_n = 200 \cdot t_{n\text{зим.}} + 165 \cdot t_{n\text{літ.}}.$$

За графіками навантаження можна визначити всі величини, які необхідні для проектування системи електропостачання – параметри, що пов’язані з передачею електричної потужності і енергії.

Для визначення розрахункового навантаження споживача на добовому графіку беруть ділянку, для якої потужність на протязі не менше ніж півгодини найбільша. У випадках коли максимум навантаження триває менше ніж пів години, еквівалентну потужність визначають за формулою [11-13]:

$$P_{\text{екв}} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (2.2)$$

де $P_1, P_2, \dots, P_n$ – найбільші навантаження, кВт;

$t_1, t_2, \dots, t_n$ – тривалість дії відповідних навантажень, год.

Для того, що б визначити розрахункове еквівалентне навантаження, виражене повною потужністю, необхідно знати коефіцієнт потужності навантаження в період його максимуму:

$$S_{\text{екв}} = \frac{P_{\text{екв}}}{\cos \varphi_{\text{екв}}}. \quad (2.3)$$

Енергія, що передається по лінії, може бути визначена безпосередньо з графіка навантаження, оскільки вона чисельно дорівнює його площі (рисунок 2.2):

$$W_{\text{л}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{нав.і}} \cdot t_i, \quad (2.4)$$

де P_i – ордината (навантаження) i -го ступеня графіка в одиницях потужності, Вт;

t_i – час (тривалість) i -го ступеню, години.

Якщо замінити східчастий річний графік навантаження (рисунок 2.2, б) прямокутником, рівновеликим за площею фігурі, що обмежена графіком та координатними осями, у якого одна сторона – це максимальна потужність (навантаження) P_{max} , а інша – час використання максимального навантаження T_{max} , то енергію, яка передається лінією за рік можна визначити за виразом:

$$W_{\text{рік}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}. \quad (2.5)$$

Основу цього прямокутника називають **тривалістю (часом) використання максимального навантаження T_{max}** . Під тривалістю використання максимального навантаження T_{max} розуміють такий умовний час (кількість годин), який необхідний для того щоб вся річна енергія була передана лінією при умові, що її навантаження (потужність, струм) буде максимальним і незмінним.

Із виразу (2.5) видно, що чим більшим є значення T_{max} – тим ефективніше використовується електроустановка (мережа). Але в реальних умовах, час використання максимального навантаження T_{max} для сільських електричних мереж знаходиться в межах 900...3400 годин, а для мереж промислових підприємств – в межах 2000...5500 годин.

Річні графіки навантаження потрібні для визначення необхідної 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 будь-якої електроустановки (лінії, трансформатора та ін.).

– Середньодобова (середньорічна) потужність лінії:

$$P_{\text{сер.л}} = \frac{W_{\text{л}}}{t}, \quad (2.6)$$

де $W_{\text{л}}$ – кількість електроенергії, кВт·год, що передається за час t , годин, роботи лінії.

$W_{\text{л}}$ визначають як площу, що обмежена координатними осями потужності і часу та кривою графіка за t годин (рисунки 2.1 та 2.2).

– Тривалість (час) використання максимального навантаження:

$$T_{\text{max}} = \frac{W}{P_{\text{max}}}, \quad (2.7)$$

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

– Коефіцієнт заповнення графіка навантаження (коефіцієнт завантаження, коефіцієнт рівномірності навантаження):

$$k_{\text{зан.}} = \frac{P_{\text{сер.}}}{P_{\text{max}}}. \quad (2.8)$$

Необхідно прагнути до максимального збільшення коефіцієнта заповнення графіка навантаження (коефіцієнта рівномірності навантаження), тому що при цьому ефективніше використовуються генератори і трансформатори, більше виробляється електроенергії, а отже, знижується її собівартість.

– Коефіцієнт резерву:

$$k_{\text{рез.}} = \frac{P_{\text{уст.}}}{P_{\text{max}}}, \quad (2.9)$$

де $P_{\text{уст.}}$ – установлена потужність установки (споживача), кВт.

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

Мають місце випадки, коли $k_{\text{рез.}} < 1$. Наприклад під час роботи окремого трансформатора підстанції, відповідно до ДСТУ, допускається його аварійне перевантаження на 30% більше номінального струму протягом 3 год за добу, якщо попереднє навантаження (до перевантаження) було не більше 70% номінального. При цьому коефіцієнт резерву буде меншим від одиниці, тобто у цьому випадку поняття резерву втрачає своє значення [11].

– Коефіцієнт попиту:

$$k_{\text{нон.}} = \frac{P_{\text{max.}}}{P_{\text{уст.}}}, \quad \text{або} \quad k_{\text{нон.}} = \frac{1}{k_{\text{рез.}}}. \quad (2.10)$$

Коефіцієнт попиту використовується під час визначення максимального навантаження. Відомо, що

$$P_{\max} = P_{\text{уст.}} \cdot \frac{k_o \cdot k_{\text{зав.}}}{\eta}, \quad (2.11)$$

$$P_{\max} = P_{\text{уст.}} \cdot k_{\text{нон.}}, \quad (2.12)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності роботи обладнання;
 $k_{\text{зав.}}$ – коефіцієнт завантаження;
 η – середній коефіцієнт корисної дії споживачів,
 тоді

$$k_{\text{нон.}} = \frac{k_o \cdot k_{\text{зав.}}}{\eta}. \quad (2.13)$$

Тобто коефіцієнт попиту враховує одночасність роботи обладнання (k_o), його завантаження ($k_{\text{зав.}}$) і середній к.к.д. споживачів (η).

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

$$k_{\text{уч.}} = \frac{P_{\max\Sigma}}{\Sigma P_{\max}}, \quad (2.14)$$

де $P_{\max\Sigma}$ – максимальне навантаження групи робочих електроприймачів, кВт;
 $\Sigma P_{\max}$ – сума максимумів окремих робочих електроприймачів, кВт.

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 більш повно і більш рівномірно використовуються агрегати, тим вищі економічні показники роботи електроустановок.

Поряд з регулюванням добових графіків навантаження, велике значення мають заходи щодо зниження піків навантаження. При регулюванні добових графіків навантаження, треба перевести роботу енергоємних споживачів, які працюють періодично, з годин максимуму на інші години доби.

2.2 Визначення навантажень електричних мереж

2.2.1 Розрахунок навантажень ліній напругою 0,38...35 кВ

Розрахункові навантаження об'єктів визначають наступними методами [11]:

- за реальними або типовими графіками навантаження;
- за кількістю спожитої об'єктом електроенергії за рік та за часом використання максимального навантаження;
- за імовірнісними характеристиками споживачів:
 - а) з урахуванням коефіцієнту одночасності;
 - б) з використанням таблиць надбавок.

Для визначення розрахункового навантаження на вводі в житлові будинки користуються номограмами, які побудовані із урахуванням річного споживання електроенергії на вводі до сільського будинку.

Підрахунок електричних навантажень в мережах (лініях) напругою 0,38...0,66 кВ виконують шляхом підсумовування розрахункових навантажень на вводах до споживачів, а в мережах напругою 6...35 кВ – шляхом підсумовування навантажень трансформаторних підстанцій 6...35 кВ окремо для денного та вечірнього максимуму.

Максимальне розрахункове навантаження (потужність) на ділянках електричної мережі визначають із урахуванням коефіцієнта одночасності, якщо навантаження, що підсумовуються, сумірні (не відрізняються більше ніж в 4 рази) та однорідні – мають однаковий характер навантаження (однаковий коефіцієнт потужності) [11-13]:

$$P_{p.d} = k_o \sum_{i=1}^n P_{di}, \quad (2.15)$$

$$P_{p.v} = k_o \sum_{i=1}^n P_{vi}, \quad (2.16)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності (додаток А);

P_{di} і P_{vi} – навантаження денного і вечірнього максимумів i -го споживача, кВт.

Якщо навантаження споживачів у групі відрізняються більше ніж у 4 рази (не сумірні) або вони не однорідні, то їх підсумовують за допомогою таблиць надбавок (додаток А) окремо для денного та вечірнього максимумів:

$$P_{p.d} = P_{d.b} + \Delta P_{d.m}, \quad (2.17)$$

$$P_{p.v} = P_{v.b} + \Delta P_{v.m}, \quad (2.18)$$

де $P_{д.б}, P_{в.б}$ – більше з навантажень, що підсумовуються, відповідно, денне та вечірнє, кВт;

$\Delta P_{д.м}, \Delta P_{в.м}$ – надбавка від меншого навантаження (денного та вечірнього відповідно), кВт.

Значення повної розрахункової потужності на ділянці лінії визначаються із виразів:

$$S_{р.д} = \frac{P_{р.д}}{\cos \varphi_d}; \quad (2.19)$$

$$S_{р.в} = \frac{P_{р.в}}{\cos \varphi_v}, \quad (2.20)$$

де $\cos \varphi_d, \cos \varphi_v$ – коефіцієнт потужності, відповідно, денний та вечірній.

Для неоднорідних споживачів визначають середньозважене значення коефіцієнта потужності:

$$\cos \varphi_{с.з.} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (2.21)$$

де P_i – навантаження (денне або вечірнє) i -го споживача, кВт;

$\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності i -го споживача.

2.2.2 Розрахунок навантажень трансформаторних підстанцій напругою 6...35/0,4 кВ

Навантаження на шинах споживчих трансформаторних підстанцій напругою 6...35/0,4 кВ можна визначити за допомогою таблиць надбавок, зважаючи на їх неоднорідність (додаток А) [11-14, 16]:

$$P_{р.д.ТП} = P_{р.д.лін.б} + \sum \Delta P_{р.д.лін.м}; \quad (2.22)$$

$$P_{р.в.ТП} = P_{р.в.лін.б} + \sum \Delta P_{р.в.лін.м} + P_{з.о.}, \quad (2.23)$$

де $P_{р.д.лін.б}, P_{р.в.лін.б}$ – більше з розрахункових навантажень на головних ділянках ліній, що відходять від підстанції, відповідно, денне та вечірнє, кВт;

$\sum \Delta P_{р.д.лін.м}, \sum \Delta P_{р.в.лін.м}$ – сума надбавок від менших розрахункових навантажень головних ділянок ліній, відповідно, денних та вечірніх, кВт.

$P_{з.о.}$ – навантаження зовнішнього та вуличного освітлення, кВт.

$$P_{з.о.} = L_{вул.} \cdot P_{0вул.} + (N_{прим.} \cdot P_{0прим.} + L_{пер.} \cdot P_{0пер.}), \quad (2.24)$$

де $L_{вул.}$ – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м;
 $L_{пер.}$ – загальна довжина периметрів дворів виробничих та комунальних приміщень, м;
 $N_{прим.}$ – кількість виробничих та комунальних приміщень, шт.;
 $P_{0вул.}, P_{0прим.}, P_{0пер.}$ – нормативне навантаження зовнішнього освітлення, відповідно, на один погонний метр вулиці, на одне виробниче приміщення та на один погонний метр периметру двора виробничого приміщення, кВт (додаток А).

Значення повних розрахункових потужностей підстанції $S_{р.д.ТП}$ та $S_{р.в.ТП}$ визначають за виразами (2.19) та (2.20).

Номінальна потужність силового трансформатора підстанції вибирається за умовами його роботи в нормальному режимі за економічними інтервалами навантаження з урахуванням допустимих систематичних навантажень:

$$S_{екон. \min} \leq \frac{S_{р.ТП}}{n} \leq S_{екон. \max}, \quad (2.25)$$

де $S_{р.ТП}$ – повна розрахункова потужність підстанції, кВА;
 n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;
 $S_{екон. \min}, S_{екон. \max}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності, кВА.

Економічні інтервали роботи трансформаторів визначають за відповідними таблицями (додаток А).

Прийняті номінальні потужності трансформаторів перевіряються за умови їх роботи у нормальному режимі експлуатації із допустимим систематичним навантаженням.

Для забезпечення нормального режиму експлуатації підстанції вибрані номінальні потужності трансформаторів перевіряють за співвідношенням [11-13, 16]:

$$\frac{S_{р.ТП}}{n \cdot S_{н.тр}} \leq k_c, \quad (2.26)$$

де $S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;
 n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;
 k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора.

$$k_c = k_{с.т.} - \alpha (t_n - t_{н.т.}), \quad (2.27)$$

де $k_{с.т.}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження при табличній температурі повітря $t_{н.т.}$ (додаток А);

α – розрахунковий температурний градієнт, $1/^\circ\text{C}$;

t_n – середньодобова температура повітря, $^\circ\text{C}$;

$t_{н.т.}$ – таблична середньодобова температура повітря, $^\circ\text{C}$.

Якщо умова (2.26) не виконується, необхідно вибрати до встановлення на підстанції трансформатор більшої потужності.

Річне споживання енергії на шинах підстанції приблизно можна визначити за значенням розрахункового активного навантаження та за часом використання максимального навантаження:

$$W_{\text{рік}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (2.28)$$

де $P_{\text{р. max}}$ – максимальне розрахункове навантаження ТП, кВт;

T_{max} – час використання максимального навантаження, год.

2.3 Визначення центру електричних навантажень

Трансформаторну підстанцію слід розташовувати в центрі електричних навантажень, і від неї повинно відходити три-чотири повітряні лінії, довжиною не більше 700...800 м, прокладені з двох сторін вулиці.

Центр електричного навантаження визначають на плані об'єкту електропостачання, на якому наносять осі координат x і y . Координати центру навантаження визначають за виразами [11-13, 16]:

$$x_{\text{цн}} = \frac{\sum P_{\text{р.і}} x_i}{\sum P_{\text{р.і}}}; \quad (2.29)$$

$$y_{\text{цн}} = \frac{\sum P_{\text{р.і}} y_i}{\sum P_{\text{р.і}}}, \quad (2.30)$$

де x_i, y_i – координати центру навантаження i -го споживача, см;

$P_{\text{р.і}}$ – розрахункова активна потужність на вводі до i -го споживача, кВт.

Якщо трансформаторну підстанцію неможливо встановити в розрахованому місці (в центрі навантаження), то спільно із зацікавленими організаціями підбирають нове місце для встановлення підстанції, яке повинне бути максимально наближеним до розрахункового. Комунально-побутовий і виробничий сектори споживачів бажано забезпечити електроенергією від окремих підстанцій.

Приклади розрахунків за темою 2

ЗАДАЧА 2.1

Навантаження (P_d/P_e , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos\varphi_d/\cos\varphi_e$) споживачів електричної енергії та довжини ділянок лінії 0,38 кВ (l , м) вказані на розрахунковій схемі лінії (рисунок 2.3). Визначити розрахункові навантаження на ділянках мережі (лінії) 0,38 кВ.

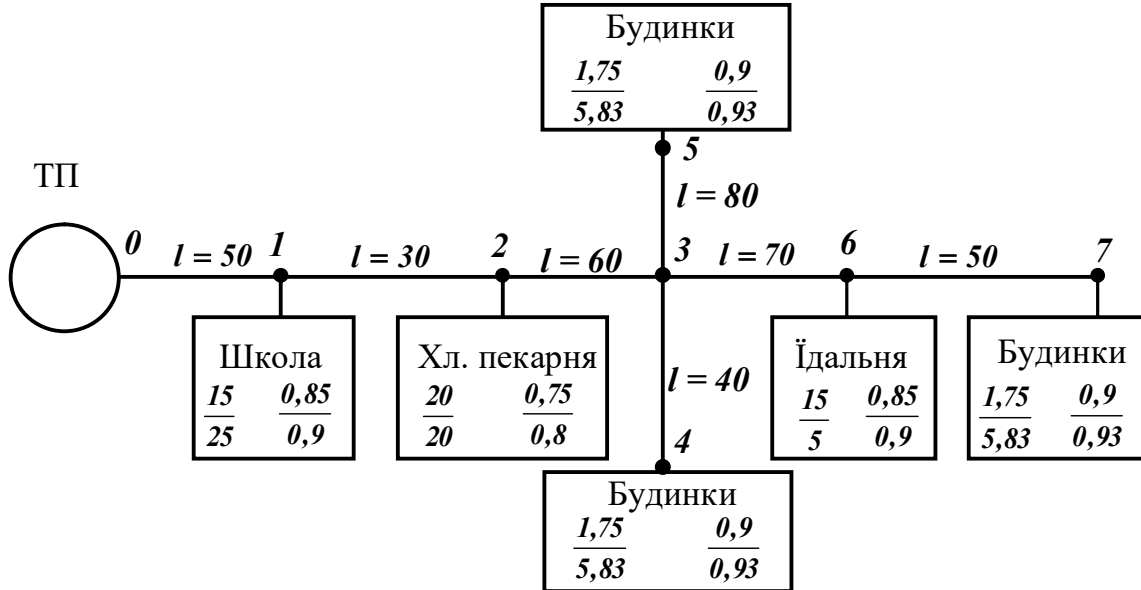


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку А.

1. Визначаємо навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ. Так як навантаження неоднорідні і не сумірні, то їх підсумовування виконуємо із використанням таблиць надбавок (таблиця А.3). Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 2.3).

$$P_p = P_d + \Delta P_m.$$

$$P_{p.d.7-6} = P_d = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.e.7-6} = P_e = 5,83 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.d.6-3} = 15 + \Delta 1,75 = 15 + 1,05 = 16,05 \text{ кВт};$$

$$P_{p.e.6-3} = 5,83 + \Delta 5 = 5,83 + 3 = 8,83 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.d.4-3} = P_d = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.e.4-3} = P_e = 5,83 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.d.5-3} = P_d = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.e.5-3} = P_e = 5,83 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.d.3-2} = 16,05 + \Delta 1,75 + \Delta 1,75 = 16,05 + 1,05 + 1,05 = 18,15 \text{ кВт};$$

$$P_{p.e.3-2} = 8,83 + \Delta 5,83 + \Delta 5,83 = 8,83 + 3,5 + 3,5 = 15,83 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.d.2-1} = 20,0 + \Delta 18,15 = 20,0 + 11,3 = 31,3 \text{ кВт};$$

$$P_{p.e.2-1} = 20,0 + \Delta 15,83 = 20,0 + 9,7 = 29,7 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.d.1-0} = 31,3 + \Delta 15,0 = 31,3 + 9,15 = 40,45 \text{ кВт};$$

$$P_{p.e.1-0} = 29,7 + \Delta 25,0 = 29,7 + 15,7 = 45,4 \text{ кВт}.$$

2. За літературними джерелами визначаємо коефіцієнт потужності окремих споживачів (таблиця А.7), а на ділянках лінії визначаємо його середньозважене значення:

$$\cos \varphi_{\partial 7-6} = 0,90; \quad \cos \varphi_{\partial 6-3} = 0,93;$$

$$\cos \varphi_{\partial 3} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}.$$

$$\cos \varphi_{\partial 6-3} = \frac{15 \cdot 0,85 + 1,75 \cdot 0,9}{15 + 1,75} = 0,86;$$

$$\cos \varphi_{\partial 6-3} = \frac{5 \cdot 0,9 + 5,83 \cdot 0,93}{5 + 5,83} = 0,92.$$

3. Визначаємо повну розрахункову потужність на ділянках лінії:

$$S_{p.\partial} = \frac{P_{p.\partial}}{\cos \varphi_{\partial}};$$

$$S_{p.\partial} = \frac{P_{p.\partial}}{\cos \varphi_{\partial}}.$$

$$S_{p.\partial 7-6} = \frac{1,75}{0,90} = 1,94 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial 7-6} = \frac{5,83}{0,93} = 6,27 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial 6-3} = \frac{16,05}{0,86} = 18,66 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial 6-3} = \frac{8,83}{0,92} = 9,59 \text{ кВА}.$$

Розрахунок навантажень на інших ділянках лінії виконуємо аналогічно. Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Визначення розрахункових навантажень лінії 0,38 кВ

Ділянка	Більше навантаження		Менше навантаження		Надбавка		Розрахункове навантаження		$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\partial}$	$S_{p.\partial}$, кВА	$S_{p.\partial}$, кВА
	P_{∂} , кВт	P_{∂} , кВт	P_{∂} , кВт	P_{∂} , кВт	ΔP_{∂} , кВт	ΔP_{∂} , кВт	$P_{p.\partial}$, кВт	$P_{p.\partial}$, кВт				
7-6	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
6-3	15,0	5,83	1,75	5,00	1,05	3,00	16,05	8,83	0,86	0,92	18,66	9,59
4-3	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
5-3	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
3-2	16,05	8,83	1,75	5,83	1,05	3,5	18,15	15,83	0,87	0,92	20,86	17,21
			1,75	5,83	1,05	3,5						
2-1	20,0	20,0	18,15	15,83	11,3	9,7	31,3	29,7	0,82	0,86	38,17	34,53
1-0	31,3	29,7	15,0	25,0	9,15	15,7	40,45	45,4	0,83	0,89	48,73	51,01

ЗАДАЧА 2.2

Споживча одотрансформаторна підстанція 10/0,4 кВ живить три повітряні лінії напругою 0,38 кВ (рисунок 2.4). Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}$, кВт, наведено в таблиці 2.2. Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

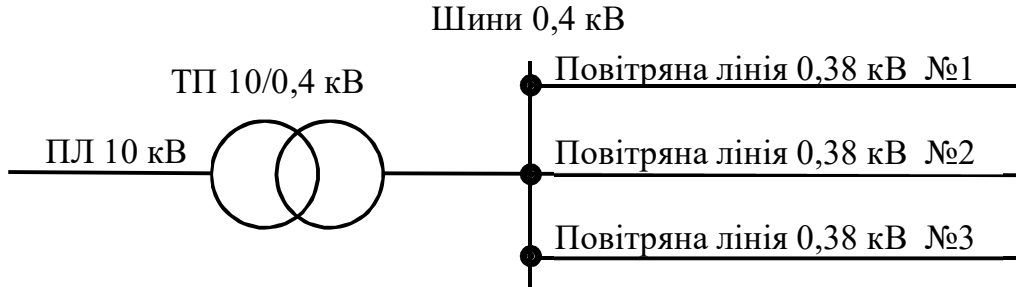


Рисунок 2.4 – Схема споживчої підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.2 – Вихідні дані для розрахунку

Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}$, кВт			$P_{з.о.}$, кВт	t_n , °C	Характер навантаження	T , год
ПЛ №1	ПЛ №2	ПЛ №3				
30,8 43,2	35,0 51,2	40,5 45,4	3,4	0	Змішане	3000

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку А.

1. Розрахункове навантаження (денне та вечірнє) на шинах ТП:

$$P_{р.д.ТП} = P_{р.д.лін.б} + \sum \Delta P_{р.д.лін.м},$$

$$P_{р.д.ТП} = 40,5 + \Delta 35,0 + \Delta 30,8 = 40,5 + 22,8 + 19,6 = 82,9 \text{ кВт.}$$

$$P_{р.в.ТП} = P_{р.в.лін.б} + \sum \Delta P_{р.в.лін.м} + P_{з.о.},$$

$$P_{р.в.ТП} = 51,2 + \Delta 45,4 + \Delta 43,2 + 3,4 = 51,2 + 30,3 + 28,5 + 3,4 = 113,4 \text{ кВт.}$$

2. За літературними джерелами визначаємо коефіцієнти потужності для споживчої ТП 10/0,4 кВ із змішаним навантаженням (таблиця А.7):

$$\cos \varphi_{\delta} = 0,8;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = 0,83.$$

3. Повна розрахункова потужність ТП (денна та вечірня):

$$S_{р.д.ТП} = \frac{P_{р.д.ТП}}{\cos \varphi_{\delta}},$$

$$S_{р.в.ТП} = \frac{P_{р.в.ТП}}{\cos \varphi_{\epsilon}}.$$

$$S_{р.д.ТП} = \frac{82,9}{0,8} = 103,6 \text{ кВА}; \quad S_{р.в.ТП} = \frac{113,4}{0,83} = 136,6 \text{ кВА.}$$

Так як $S_{р.в.ТП} = 136,6 \text{ кВА} > S_{р.д.ТП} = 103,6 \text{ кВА}$, то за розрахункову потужність приймаємо $S_{р.в.ТП} = 136,6 \text{ кВА}$.

4. Номінальна потужність трансформатора при $n = 1$, за шкалою економічних інтервалів (таблиця А.10):

$$S_{\text{екон. min}} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{\text{екон. max}}; \quad 116 \leq \frac{136,6}{1} \leq 150.$$

Приймаємо трансформатор з номінальною потужністю $S_{нтр} = 100$ кВА (економічний інтервал навантаження 116 – 150 кВА).

5. Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора (таблиця А.12):

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{n.m.}),$$

$$k_c = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (0 - (-10)) = 1,67.$$

6. Прийняту номінальну потужність трансформатора перевіряємо за умови його роботи у нормальному режимі експлуатації із допустимим систематичним навантаженням:

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{нтр}} \leq k_c; \quad \frac{136,6}{1 \cdot 100} = 1,37 < 1,67.$$

Умова виконується.

До встановлення на підстанції 10/0,4 кВ приймаємо один силовий трансформатор потужністю $S_{нтр} = 100$ кВА.

7. Річне споживання електроенергії на шинах ТП при $T_{\text{max}} = 3000$ годин:

$$W_{\text{рік}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \quad W_{\text{рік}} = 113,4 \cdot 3000 = 340200 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

ЗАДАЧА 2.3

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.д}$, $S_{p.в}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ. Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{д ТП i} / P_{в ТП i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 2.5). Характер навантаження споживчих ТП – виробниче.

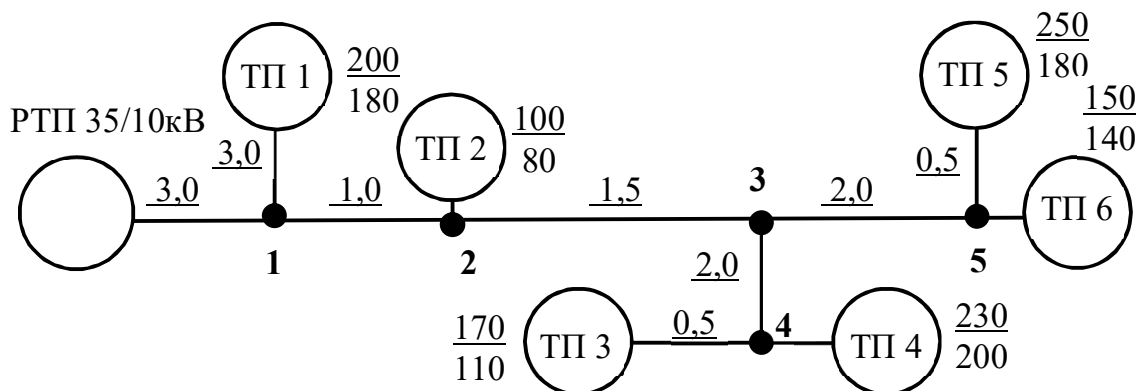


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку А.

1. Визначаємо навантаження на окремих ділянках лінії. Навантаження підсумовуємо із використанням коефіцієнта одночасності (таблиця А.2), так як навантаження ТП однорідні та сумірні.

$$P_{p.\partial.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\partial.ТП i}, \quad P_{p.в.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{в.ТП i}.$$

Розрахунок навантажень розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 2.5):

– ділянка ТП5-5:

$$P_{p.\partial.} = P_{\partial.} = 250 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = P_{в.} = 180 \text{ кВт};$$

– ділянка 5-3:

$$P_{p.\partial.} = 0,9 \cdot (250 + 150) = 360 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,9 \cdot (180 + 140) = 288 \text{ кВт};$$

– ділянка ТП3-4:

$$P_{p.\partial.} = P_{\partial.} = 170 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = P_{в.} = 110 \text{ кВт};$$

– ділянка 4-3:

$$P_{p.\partial.} = 0,9 \cdot (170 + 230) = 360 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = 0,9 \cdot (110 + 200) = 279 \text{ кВт};$$

– ділянка 3-2:

$$P_{p.\partial.} = 0,82 \cdot (250 + 150 + 170 + 230) = 656 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,82 \cdot (180 + 140 + 110 + 200) = 516,6 \text{ кВт};$$

– ділянка 2-1:

$$P_{p.\partial.} = 0,8 \cdot (250 + 150 + 170 + 230 + 100) = 720 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,8 \cdot (180 + 140 + 110 + 200 + 80) = 568 \text{ кВт};$$

– ділянка ТП1-1:

$$P_{p.\partial.} = P_{\partial.} = 200 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = P_{в.} = 180 \text{ кВт};$$

– ділянка 1-РТП:

$$P_{p.\partial.} = 0,79 \cdot (250 + 150 + 170 + 230 + 100 + 200) = 869 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,79 \cdot (180 + 140 + 110 + 200 + 80 + 180) = 703,1 \text{ кВт}.$$

2. Коефіцієнт потужності для ТП із виробничим характером навантаження становить (таблиця А.7):

$$\cos \varphi_{\partial.} = 0,7; \quad \cos \varphi_{в.} = 0,75.$$

3. Визначаємо повну розрахункову потужність на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ:

$$S_{p.\partial.} = \frac{P_{p.\partial.}}{\cos \varphi_{\partial.}}; \quad S_{p.в.} = \frac{P_{p.в.}}{\cos \varphi_{в.}};$$

– ділянка ТП5-5:

$$S_{p.\partial.} = \frac{250}{0,7} = 357,1 \text{ кВА}; \quad S_{p.в.} = \frac{180}{0,75} = 240,0 \text{ кВА};$$

– ділянка 5 - 3:

$$S_{p.\partial.} = \frac{360}{0,7} = 514,3 \text{ кВА};$$

$$S_{p.в.} = \frac{288}{0,75} = 384,0 \text{ кВА}.$$

Повну розрахункову потужність на інших ділянках лінії визначаємо аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахунок навантажень лінії напругою 10 кВ

Ділянка	$\sum_{i=1}^n P_{\partial.ТП i},$ кВт	$\sum_{i=1}^n P_{в.ТП i},$ кВт	k_o	$P_{p.\partial.i},$ кВт	$P_{p.в.i},$ кВт	$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{в}$	$S_{p.\partial.i},$ кВА	$S_{p.в.i},$ кВА
ТП5-5	250	180	1,0	250,0	180,0	0,7	0,75	357,1	240,0
5 - 3	400	320	0,9	360,0	288,0	0,7	0,75	514,3	384,0
ТП3-4	170	110	1,0	170,0	110,0	0,7	0,75	242,9	146,7
4 - 3	400	310	0,9	360,0	279,0	0,7	0,75	514,3	372,0
3 - 2	800	630	0,82	656,0	516,6	0,7	0,75	937,1	688,8
2 - 1	900	710	0,8	720,0	568,0	0,7	0,75	1028,6	757,3
ТП-1	200	180	1,0	200,0	180,0	0,7	0,75	285,7	240,0
1-РТП	1100	890	0,79	869,0	703,1	0,7	0,75	1241,4	937,5

Запитання для самоконтролю

1. Що таке номінальна потужність електроустановки?
2. Що таке розрахункове навантаження (потужність) електроустановки?
3. Які параметри системи електропостачання відносяться до режимних?
4. Які параметри системи електропостачання відносяться до схемних?
5. Що таке графік електричного навантаження?
6. Які існують графіки електричних навантажень?
7. Що таке час використання максимального навантаження?
8. Що таке еквівалентна потужність?
9. Як будується річний графік навантаження за тривалістю?
10. Якими методами визначають розрахункові навантаження?
11. Як підсумовують навантаження в електричних мережах напругою 0,38...110 кВ?
12. Що таке коефіцієнт одночасності?
13. Що таке коефіцієнт резерву і як він визначається?
14. Що таке коефіцієнт попиту і як він визначається?
15. Що таке однорідні і неоднорідні навантаження?
16. Що таке сумірні і не сумірні навантаження?
17. Що таке надбавки навантаження і як їх використовують?
18. Як визначається потужність трансформаторної підстанції?
19. Яким чином перевіряють вибрані номінальні потужності трансформаторів?
20. Як визначається центр електричного навантаження?

ТЕМА 3 БУДОВА ЗОВНІШНІХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1 Класифікація електричних мереж напругою 0,38...110 кВ

Електричною мережею називають частину електричної системи, що складається із підстанцій і ліній електропередачі [11-14].

Електричні мережі можна класифікувати за наступними ознаками:

- за родом струму: постійного або змінного;
- за величиною напруги: мережі до 1000 В і вище 1000 В;
- за функціональним призначенням: живильні та розподільні;
- за конфігурацією: радіальні, магістральні та замкнуті;
- за кількістю центрів (джерел) живлення: одностороннього, двостороннього та багатостороннього (вузлові) живлення;
- за кількістю кіл в лінії: одноколові та двоколові;
- за конструктивним виконанням: внутрішні і зовнішні;
- за районом обслуговування: місцеві та районні.

Живильною називається електрична мережа, якою електричну енергію підводять до розподільних пунктів або підстанцій (рисунок 3.1).

Розподільною називається електрична мережа, що підводить електроенергію безпосередньо до споживачів або до споживчих трансформаторних підстанцій від розподільних пунктів або підстанцій (рисунок 3.1).

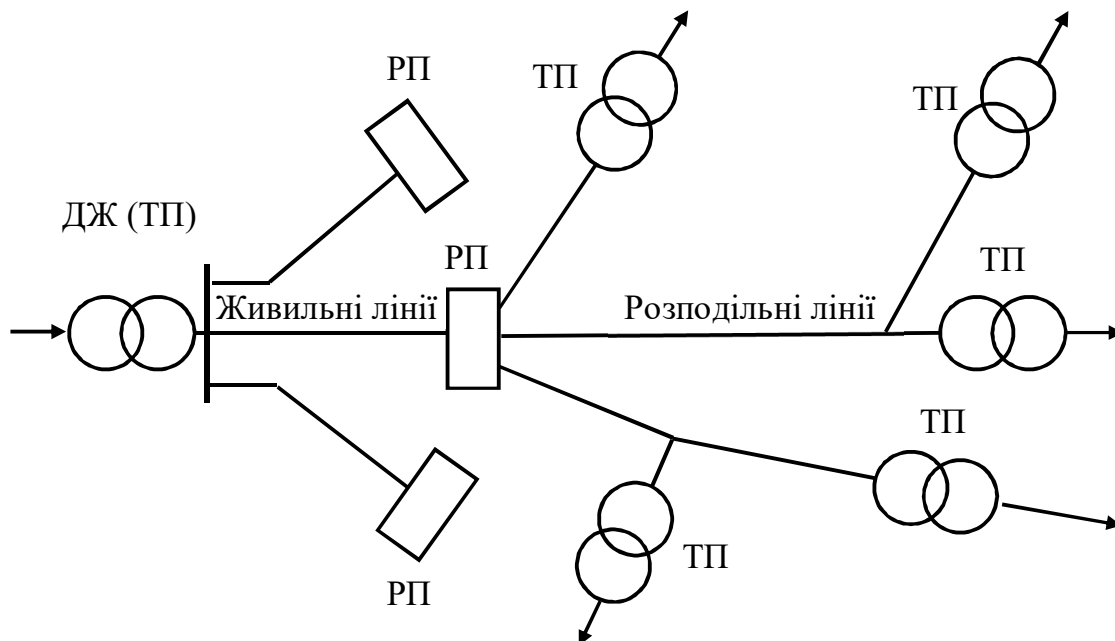


Рисунок 3.1 – Живильні та розподільні електричні мережі

У електричних мережах можна виділити живильні та розподільні лінії, причому одна і та ж сама лінія може одночасно виконувати функцію лінії живлення та розподільної лінії, залежно від того, до якої частини мережі вона відноситься.

Радіальною називається електрична мережа, у якій кожен споживач забезпечується електроенергією окремою лінією.

Радіальною мережею із розподіленням навантаженням називається мережа, у якій кожен споживач забезпечується електроенергією окремими лініями (відпайками), що приєднані до однієї, спільної для усіх, головної (магістральної) лінії.

Магістральною називається електрична мережа, у якій декілька груп споживачів електричної енергії отримують живлення від джерела по одній лінії (магістралі) через вузлові точки (розподільні пункти або знижувальні підстанції).

Місцеві мережі – електричні мережі радіусом до 30 км, з напругою до 35 кВ.

Районні мережі – мережі радіусом до 100 км, з напругою 35 кВ і вище.

До електричних мереж висувають такі основні вимоги:

- надійність і безпека в роботі;
- безперебійність в електропостачанні;
- економічність;
- забезпечення необхідної якості електроенергії;
- можливість подальшого розширення без корінної реконструкції.

Для забезпечення перелічених вище вимог електричні мережі необхідно розраховувати:

- за економічними показниками;
- за допустимим струмом і допустимим нагріванням;
- за втратою напруги;
- на механічну міцність.

Відомо, що для передачі електричної енергії на значні відстані з метою зменшення втрат в елементах мережі підвищують напругу (рисунок 3.2).

Електрична частина сучасної енергосистеми (рисунок 3.2) складається із генераторів електростанцій (ЕС), підвищувальних підстанцій (ТП1...ТП3), знижувальних підстанцій (ТП4...ТП8) та повітряних ліній електропередавання (ПЛ1...ПЛ11). Таким чином, що б передати електроенергію від джерела живлення до споживача, її необхідно декілька разів трансформувати.

Як відмічалось в розділі 1, рівень напруги – важливий параметр, що характеризує будь-який елемент електричної установки, у тому числі і електричну мережу. Підтримання необхідних рівнів напруги у споживача та на елементах мережі – одне із основних завдань електропостачання.

Напруга в різних точках мережі неоднакова. На початку лінії електропередачі напруга зазвичай вища, а в кінці – нижча від номінальної. Для прикладу розглянемо лінію електропередавання з рівномірно розподіленим навантаженням (рисунок 3.3) [11, 12].

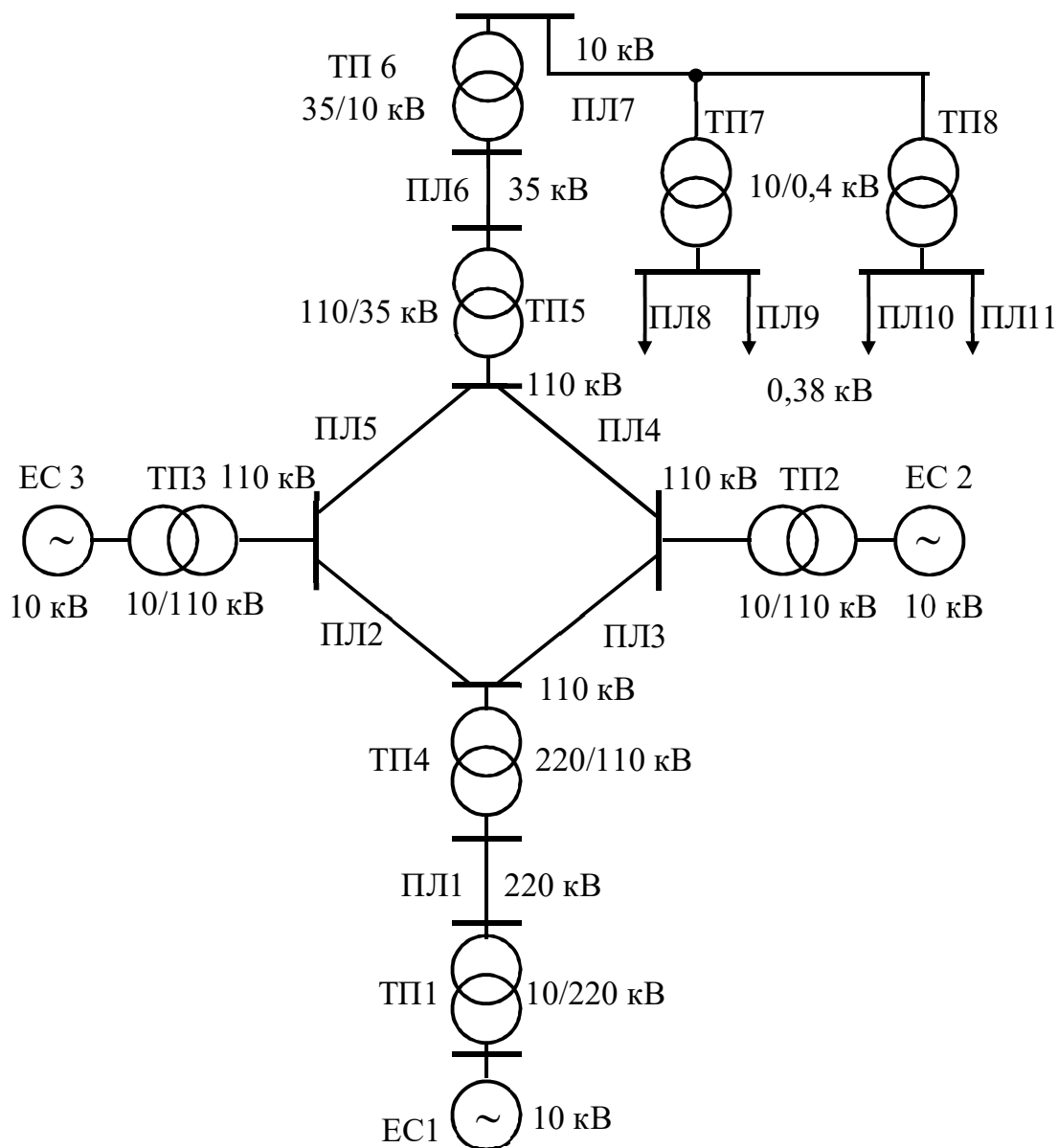
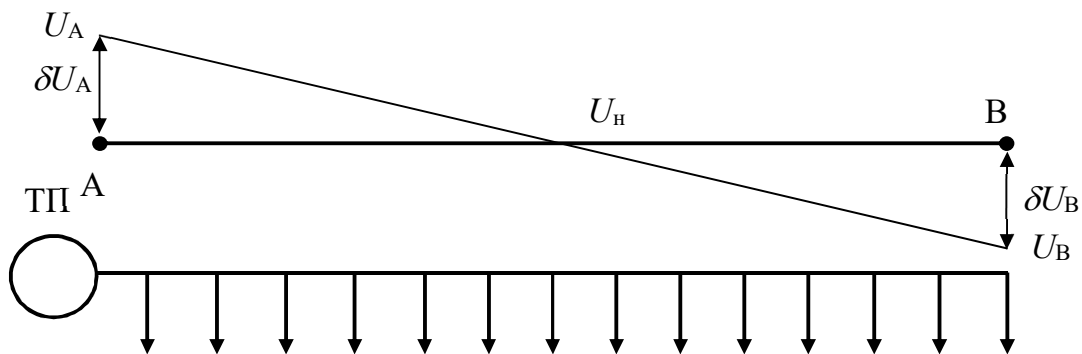


Рисунок 3.2 – Схема електричної частини енергосистеми



$\delta U_A, \delta U_B$ – відхилення напруги на початку та в кінці лінії

Рисунок 3.3 – Номінальна та дійсна напруга в точках електричної мережі (лінії)

Відхиленням напруги називається алгебраїчна різниця між напругою в заданій точці мережі (лінії) і номінальною напругою, вона змінюється поступово при зміні навантаження на протязі доби, року. Відхилення напруги позначається як δU і вимірюється у вольтах або відсотках (див. Тема 1, вираз (1.4)).

$$\delta U_A = U_A - U_n; \quad \delta U_B = U_B - U_n.$$

За ГОСТ 13109-97, в електричних мережах загального призначення в нормальному режимі відхилення напруги від номінального значення на затискачах у споживача повинно знаходитися в межах $\pm 5\%$. Максимально допустиме короточасне (аварійне) відхилення напруги $\pm 10\%$. За ДСТУ EN 50160:2014 зміна напруги не повинна перевищувати $\pm 10\%$ від величини номінальної напруги.

Номінальна напруга генераторів приймається на 5 (10) % вищою від номінальної напруги мережі. Номінальна напруга первинних обмоток трансформаторів повинна дорівнювати номінальній напрузі мережі, оскільки вони є приймачами електричної енергії. Номінальна напруга вторинних обмоток трансформаторів приймається на 5 (10) % вищою від номінальної (рисунок 3.4) [11, 12].

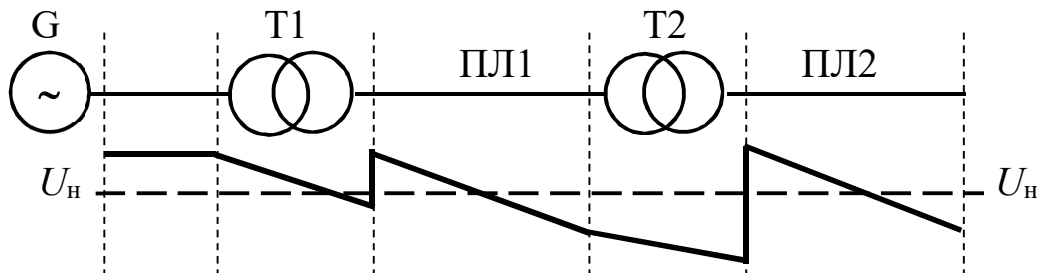


Рисунок 3.4 – Епюра розподілу напруги в електричній мережі з підвищувальним та із знижувальним трансформаторами

Електричні установки поділяють на установки напругою до 1000 В і понад 1000 В. Аналогічно лінії (мережі) поділяють на лінії до 1000 В (низької напруги) та на лінії вище 1000 В (високої напруги).

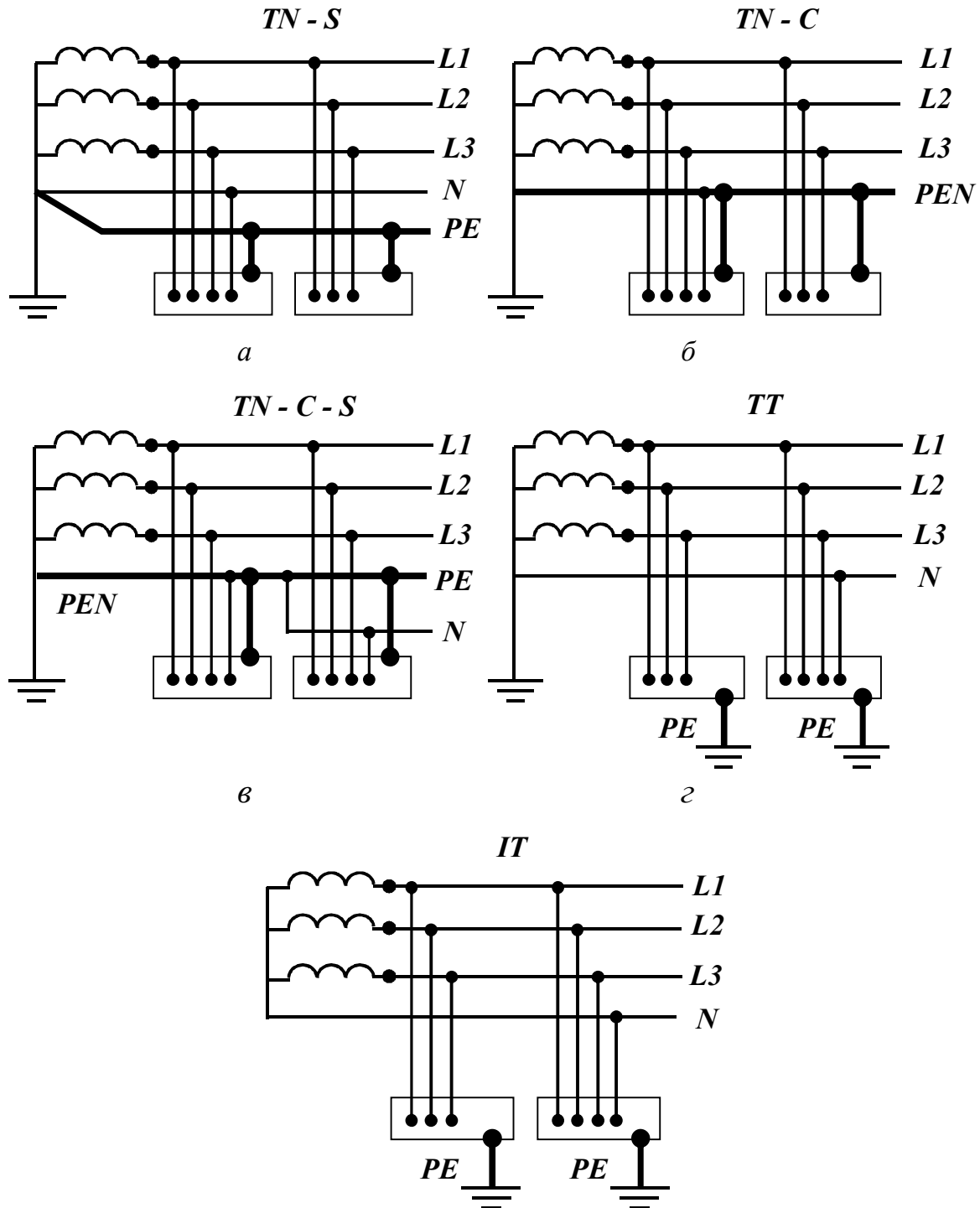
В Україні встановлені наступні стандартні значення напруги електроустановок змінного струму частотою 50 Гц: 127, 220, 380, 660 В, а також 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500, 750 кВ.

За режимом нейтралі електричні мережі поділяють на мережі з ізолюваною та із заземленою нейтраллю.

В електричних мережах напругою 6, 10 та 35 кВ нейтраль трансформатора ізолювана від землі і лінії виконують трипровідними (три фазних проводи). В окремих випадках нейтраль може з'єднуватися із землею, але через значний індуктивний опір (реактор). Як наслідок, такі мережі є мережами з компенсованою нейтраллю (різновид мереж з ізолюваною нейтраллю).

В електричних мережах напругою 110 кВ і вище прокладають лише три фазних проводи, а нейтраль трансформаторів заземлюють. Таким чином отримують трипровідні мережі із глухозаземленою нейтраллю.

Електричні мережі напругою до 1000 В виконують чотири- та п'ятипровідними із глухозаземленою або з ізольованою нейтраллю, тобто системи: *TN-C*, *TN-S*, *TN-C-S*, *TT* та *IT* (рисунок 3.5) [11, 15].



a – система *TN-S*; *б* – система *TN-C*; *в* – система *TN-C-S*;
г – система *TT*; *д* – система *IT*

Рисунок 3.5 – Схеми виконання систем електропостачання напругою до 1000 В

Літерні позначення типу заземлення системи означають:

1) **перша літера** в позначенні системи – характер типу заземлення джерела живлення:

– **T** (від латин. «*terra*» – земля) – безпосереднє приєднання однієї точки струмоведучих частин джерела живлення (нейтраль) до заземлюючого пристрою;

– **I** (від англ. «*isolated*» – ізолюваний) – всі струмоведучі частини джерела живлення ізолювані від землі;

2) **друга літера** – характер заземлення відкритих частин електроустановки, що можуть проводити електричний струм:

– **N** (від англ. «*neutral*» – нейтраль) – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки із точкою заземлення джерела живлення;

– **T** (від латин. «*terra*» – земля) – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки із землею незалежно від характеру зв'язку джерела живлення із землею;

3) **наступні літери** в системі **TN** означають конструкцію нейтрального **N** та захисного **PE**-проводників:

– **S** (від англ. «*separate*» – розділяти) – функції **N**- та **PE**-проводників виконують окремі проводники;

– **C** (від англ. «*combine*» – об'єднувати) – функції **N**- та **PE**-проводників виконує один **PEN**-проводник.

На даний час у низьковольтних мережах України переважно застосовується напруга 380/220 В при чотирипровідній системі із глухозаземленою нейтраллю (**TN-C**) (рисунк 3.5, б та 3.6). Нульовий провід заземляють біля трансформатора і в кінці лінії, а також виконують повторні заземлення [11, 15].

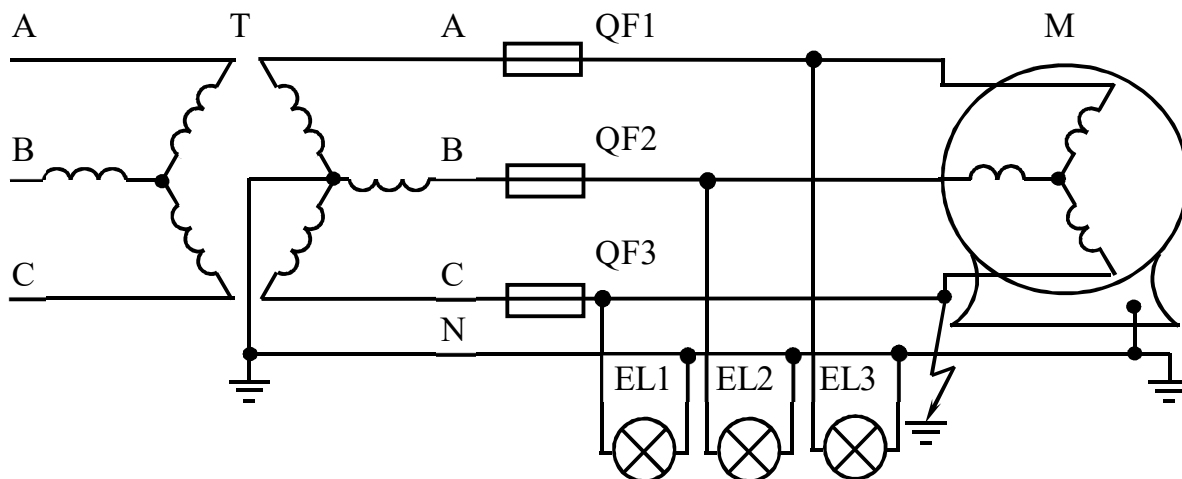


Рисунок 3.6 – Схема чотирипровідної мережі напругою 380/220 В із заземленою нейтраллю

За такою схемою усі металеві частини електроустановок, які в нормальному режимі не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під нею при

пошкодженні ізоляції, повинні з'єднуватися з нульовим проводом (рисунк 3.6). При замиканні фазного проводу на землю відбувається однофазне коротке замикання, спрацьовує апарат захисту і відключає пошкоджену лінію від живлення. Така система електропостачання сприяє підвищенню безпеки мереж.

При використанні напруги 380 В знижуються втрати електроенергії у декілька разів (в порівнянні із напругою 220), а також спостерігається економія металу в 2 рази.

Згідно із ПУЕ, для електропостачання споживачів, що реконструюються або вперше вводяться в експлуатацію, необхідно застосовувати системи електропостачання *TN-S* або *TN-C-S* (рисунк 3.5, а, в) [15].

Ці системи мають окремо нейтральний *N* (нульовий) та захисний *PE* провідники. Всі металеві частини електроустановок, які в нормальному режимі не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під нею при пошкодженні ізоляції, повинні з'єднуватися із захисним *PE*-провідником. Нейтральний *N*-провідник використовують для створення фазної напруги для живлення однофазних електроприймачів (рисунк 3.5, а, в).

Розподільні електричні мережі виконують напругою 6 та 10 кВ. Напругу 6 кВ застосовують лише при розширенні існуючих мереж цього класу.

Живильні мережі виконують напругою 35 та 110 кВ. Для трансформації використовують споживчі трансформаторні підстанції напругою 10(6)/0,4 кВ та 35/0,4 кВ (глибокий ввід), а для живлення великих об'єктів – 110/35/10 кВ.

3.2 Конструкція проводів та кабелів зовнішніх електричних мереж

В електричних мережах в якості матеріалу для струмопровідних жил проводів та кабелів використовують мідь та алюміній. Для проводів повітряних ліній також використовують сталь.

Мідь застосовують для ізольованих проводів всередині приміщень і лише в окремих випадках (на березі морів, в районі хімічних заводів) для проводів повітряних ліній. Алюміній використовують для виготовлення проводів як для внутрішніх, так і для зовнішніх електричних мереж. Для повітряних ліній електропередавання, на даний час, здебільшого використовують неізольовані (голі) проводи [11-14].

До неізольованих проводів висуваються наступні вимоги:

- висока електрична провідність;
- висока механічна міцність;

- гнучкість та пластичність;
- висока хімічна стійкість;
- низька густина;
- низька вартість.

Електричні та механічні характеристики міді, алюмінію і сталі значно різняться між собою.

Мідь має високу електричну провідність. Для твердої (не відпаленої) міді питома провідність $\gamma = 54 \cdot 10^6$ См/м. Механічна міцність міді також висока. Тимчасовий опір при розриванні твердої міді, тобто зусилля, при якому відбувається руйнування матеріалу, $\sigma = 390$ МПа. Густина міді $\rho = 8940$ кг/м³. Мідні проводи добре протистоять хімічній дії різних речовин. Вони відрізняються тим, що, знаходячись в повітрі, покриваються тонкою плівкою оксидів, яка захищає їх від подальшого руйнування.

Алюміній володіє меншою провідністю в порівнянні із міддю. Для твердого алюмінію питома провідність $\gamma = 32 \cdot 10^6$ См/м. Він має нижчі механічні характеристики у порівнянні із міддю. Тимчасовий опір при розриванні $\sigma = 80 \dots 160$ МПа. Густина алюмінію значно менша, ніж у міді, і становить всього $\rho = 2700$ кг/м³ (дуже легкий). Так само як і мідь, алюміній не руйнується на відкритому повітрі, покриваючись плівкою оксидів.

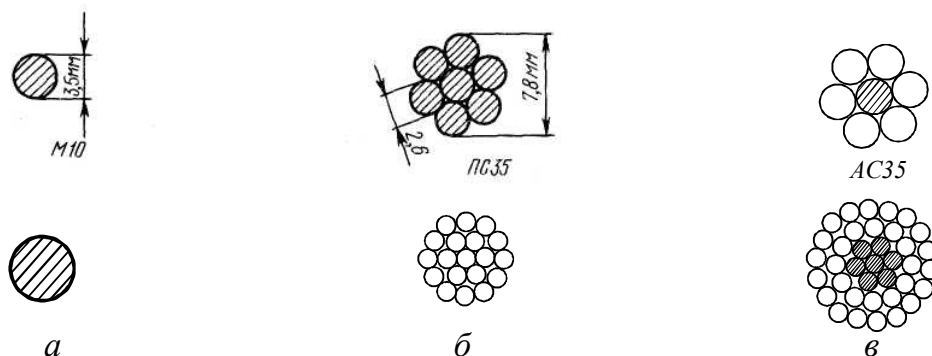
Сталь має провідність значно меншу ніж алюміній та мідь, до того ж її провідність залежить від сили змінного струму, що протікає по проводу. При дуже малому струмі провідність сталі $\gamma = 7,5 \cdot 10^6$ См/м. Механічна міцність сталевих проводів значна. Тимчасовий опір при розриванні сталевих однодротових проводів $\sigma = 370$ МПа, а багатодровових $\sigma = 650 \dots 700$ МПа. Густина сталі $\rho = 7850$ кг/м³. На відміну від проводів з кольорових металів сталеві проводи, окислюючись, покриваються іржею яка не захищає їх від подальшого руйнування. Тому їх виготовляють або з оцинкованого дроту, або з присадкою міді.

На сьогодні поширеним є застосування сталеалюмінієвих проводів, в яких внутрішні дроти виконані із сталі, а зовнішні – із алюмінію. Сталеві дроти несуть механічне навантаження, алюмінієві – електричне і механічне навантаження.

Застосовуються також біметалеві дроти. У них сталеву жилу електролітичним способом покривають товстим шаром міді або алюмінію, що значно підвищує електропровідність проводу.

Неізольовані проводи для повітряних ліній виконують однодротовими і багатодрововими (рисунки 3.7).

Однодротові проводи виготовляють тільки з міді перерізом до 10 мм² і сталі діаметром до 5 мм, але на даний час в повітряних лініях мідь не використовують. Алюмінієві однодротові проводи для повітряних ліній електропередачі застосовувати не можна [10-13].



а – однодротовий; б – багатодровий; в – сталєалюмінієвий
Рисунок 3.7 – Конструкція неізолюваних проводів

Багатодровові проводи виготовляють із усіх перерахованих вище металів. Їх виконують з дротів однакового перерізу. Число дротів зазвичай дорівнює 7, 12, 19, 37 або 61. При такому числі дротів вони краще за все розташовуються навколо одного центрального дроту. Багатодровові проводи мають більшу механічну міцність і більшу гнучкість в порівнянні з однодротовими, тому саме їх широко застосовують в повітряних електричних мережах [11-13].

Неізолювані проводи позначають (маркують) наступним чином: літерами М, А, Ап, АС, АпС та ПС позначають матеріал проводу, а цифрами – його переріз в міліметрах квадратних. Наприклад, А25 (Ап25) означає алюмінієвий провід перерізом 25 мм², ПС25 – провід сталевий перерізом 25 мм².

Провід марки А виготовляють із твердого алюмінію марки АТ, а провід Ап із твердого алюмінію підвищеної міцності марки АТп.

Однодротові сталеві проводи позначають наступним чином: ПСТ3.5, ПСТ4, ПСТ5, де цифри відповідають діаметру проводу в міліметрах.

Сталєалюмінієві проводи в залежності від марки алюмінієвих дротів маркують відповідно АС та АпС.

Якщо міждротовий простір алюмінієвого або сталєалюмінієвого проводу, за виключенням зовнішньої поверхні, заповнений нейтральним мастилом підвищеної термостійкості, то до марки проводу додають літери КП (АКП, АпКП, АСКП, АпСКП).

Для маркування проводів, у яких нейтральним мастилом заповнений лише міждротовий простір сталєвого осердя, включно із його поверхнею, додають літери КС (АСКС, АпСКС).

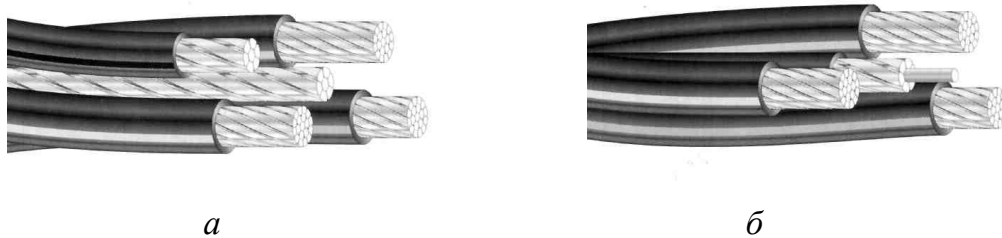
Якщо сталеве осердя окрім нейтрального мастила, ізолюване двома стрічками поліетилентерефталатної плівки, то в позначення проводу додають літеру К (АСК, АпСК).

З метою підвищення надійності електропостачання при передачі електроенергії на значні відстані та при розподіленні її в силових і освітлювальних мережах використовують ізолювані проводи із алюмінієвими

жилами, скручені в загальний джгут із сталюю несучою жилою або без неї, з ізоляцією із зшитого поліетилену. Такі повітряні кабелі мають великі перспективи для застосування в сільських та мережах в приватному секторі міст.

Самоутримні ізольовані проводи (СП) використовують для ліній електропередавання напругою 0,38, 0,66 та 10 кВ при температурі від -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$. При використанні СП знижуються експлуатаційні витрати, відсутнє утворення ожеледі на проводах, можлива робота лінії при перехрещенні проводів, виключена можливість короткого замикання між проводами.

СП-1 (СП-1А) – самоутримний ізольований провід, алюмінієві жили ізольовані світлостабілізованим термопластичним поліетиленом, скручені навколо неізольованого (ізольованого) сталю-алюмінієвого тросу. Провід призначений для повітряних ліній електропередачі напругою до 1 кВ (рисунок 3.8) [11].



а – СП-1; *б* – СП-1А

Рисунок 3.8 – Самоутримні ізольовані проводи

СП-3 – одножильний самоутримний провід із ущільнених дротів із алюмінієвого сплаву із сталевим дротом всередині, ізольований зшитим світлостабілізованим поліетиленом. СП-3 призначений для повітряних ліній електропередачі напругою 6...20 кВ.

САПт (САПсш) – провід із алюмінієвими жилами із ізоляцією із світлостабілізованого термопластичного (т) або зшитого (сш) поліетилену для повітряних ліній напругою 0,38 кВ.

САСПт (САСПсш) – провід із алюмінієвими жилами із ізоляцією із світлостабілізованого термопластичного або зшитого поліетилену для повітряних ліній напругою 0,38 кВ із несучою жилою.

Кабель – це ізольований провідник, який поміщений в герметичну свинцеву (алюмінієву, полівінілхлоридну) оболонку. Його можна прокладати у повітрі, в землі та у воді [11-14].

Для електричних кабельних ліній характерними є наступні переваги у порівнянні із повітряними:

- більш тривалий термін експлуатації та відсутність опор;
- вища експлуатаційна надійність із-за відсутності впливу таких атмосферних явищ як вітер, ожеледь, грозові перенапруги та ін.;
- відсутність опор та проводів, які захащують вулиці та поля;
- зниження небезпеки для людей та тварин при виникненні аварії на лінії.

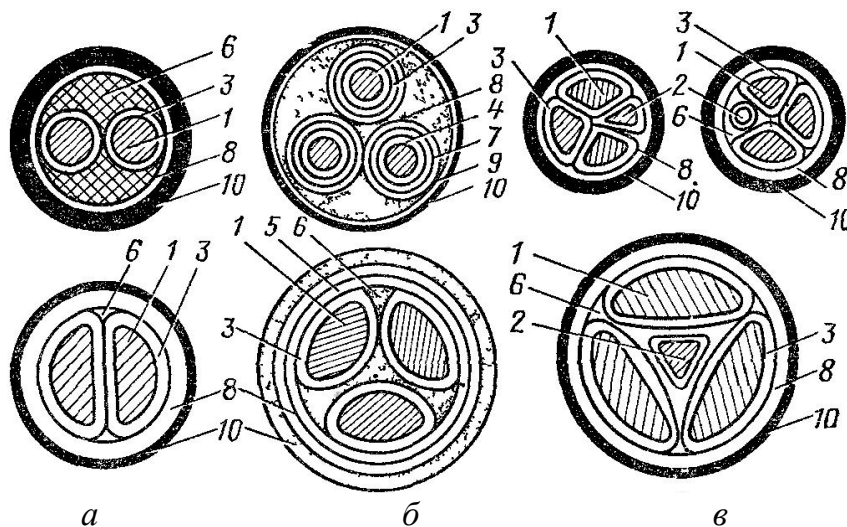
Але кабельні лінії також мають і ряд недоліків, до яких можна віднести наступні:

- більш висока вартість мереж у порівнянні із повітряними та необхідність додаткової витрати кольорових металів (свинцю, алюмінію);
- потреба більш кваліфікованих працівників при спорудженні та обслуговуванні кабельних ліній;
- складність визначення пошкодженої ділянки.

Але не дивлячись на перелічені недоліки кабельних ліній, їх необхідно більш широко застосовувати.

Електричні кабелі загального призначення виготовляють із паперовою просоченою або із гумовою ізоляцією. Кабелі із гумовою ізоляцією прокладають у закритих приміщеннях або застосовують для живлення мобільних пересувних споживачів.

Найбільш поширеними є три- та чотирижильні кабелі із паперовою ізоляцією. Для напруги до 10 кВ їх виготовляють із поясною ізоляцією та в загальній для усіх жил свинцевій оболонці, для напруги 20 та 35 кВ кабелі виготовляють із окремо освинцьованими жилами (рисунок 3.9).

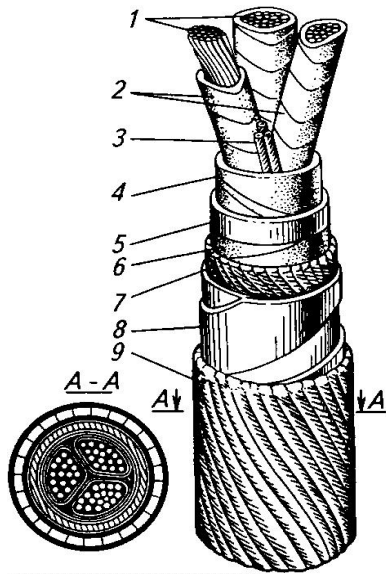


а – двожилі кабелі із круглими і сегментними жилами; *б* – трижилі кабелі з окремо освинцьованими жилами та з поясною ізоляцією; *в* – чотирижилі кабелі з нульовою жилою секторної, круглої і трикутної форми; 1 – струмопровідна жила; 2 – нульова жила; 3 – ізоляція жили; 4 – екран на струмопровідній жилі; 5 – поясна ізоляція; 6 – наповнювач; 7 – екран на ізоляції жили; 8 – оболонка; 9 – бронепокриття; 10 – зовнішнє захисне покриття

Рисунок 3.9 – Поперечні перерізи силових кабелів

Кабелі напругою до 6 кВ та перерізом жил до 16 мм² виготовляють із круглими жилами. При більш високій напрузі та більших перерізах вони мають секторні жили.

На рисунку 3.10 зображено кабель із секторними жилами на напругу 3...10 кВ. Кожна струмопровідна жила ізольована кабельним папером, який просочений масою (трансформаторне масло та каніфоль). Крім того, всі жили разом ізольовані просоченим кабельним папером (поясна ізоляція). Для забезпечення герметичності кабелю на поясну ізоляцію накладають свинцеву оболонку без швів.

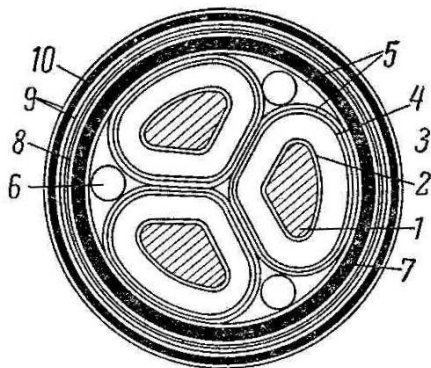


1 – алюмінієві або мідні струмопровідні жили; 2 і 4 – фазна і поясна паперова ізоляція; 3 – джутові заповнювачі; 5 – свинцева оболонка; 6 – паперова стрічка; 7 – прошарок із джуту; 8 – сталева стрічкова броня; 9 – джутове покриття

Рисунок 3.10 – Конструкція трижильного кабелю напругою 3...10 кВ із секторними жилами і поясною ізоляцією

Від механічних пошкоджень кабель захищають бронею із сталевий стрічки. Для захисту від хімічних впливів кабель покривають асфальтованим джутом. Випускають також кабелі, у яких оболонка із свинцю замінена оболонкою із алюмінію або пластмаси.

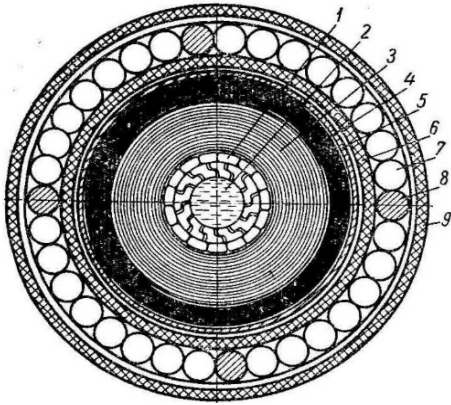
Для напруги 10 і 35 кВ також виготовляють газонаповнені кабелі із спільною свинцевою оболонкою на всі жили (рисунок 3.11). Повітряні вclusions в ізоляції, по мірі їхнього утворення, заповнюються азотом під тиском. Постійність тиску забезпечується тим, що витік газу компенсуються неперервним підкачуванням.



1 – струмопровідна жила; 2 – екран із напівпровідного паперу; 3 – збіднено-просочена фазна паперова ізоляція; 4 – металізований папір; 5 – тканинна стрічка з дротом; 6 – сталевий гнучкий газопроникний шланг; 7 – свинцева оболонка; 8 – мідна стрічка; 9 – захисний шар; 10 – сталева стрічкова броня і джутовий покрив

Рисунок 3.11 – Газонаповнений кабель напругою 35 кВ

Для напруги 110 кВ і вище кабелі виготовляють одножильними. Жилу виготовляють із міді. Всередині кабелю розташована стрічка, згорнута у вигляді спіралі. У ній під тиском циркулює кабельне масло, яке забезпечує високоякісну ізоляцію і охолодження кабелю (рисунок 3.12).



1 – струмопровідна жила; 2 – центральний маслопровідний канал; 3 – шар паперової ізоляції; 4 – свинцева оболонка; 5 – латунні стрічки; 6 – антикорозійні бітумні покритви; 7 – сталеві дроти; 8 – мідні дроти; 9 – тканина, просочена бітумом

Рисунок 3.12 – Маслонаповнений кабель середнього тиску напругою 110 кВ

Для сільських умов розроблені полегшені кабелі з алюмінієвими жилами з ізоляцією із поліхлорвінілового пластикату, а також з паперовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці.

Кабелі маркують так само, як і ізольовані проводи. Наприклад, СБЗ×70 – кабель трижильний з мідними жилами (відсутня літера А), із перерізом жили 70 мм², з паперовою поясною ізоляцією (Б), в свинцевій оболонці (С), броньований стрічкою, із джутовим асфальтованим покриттям.

Коли ізоляцію виготовляють із гуми, в марку кабелю додають літеру Р. Коли замість свинцевої застосована оболонка з поліхлорвінілу, то в маркуванні кабелю літеру С замінюють літерою В, а якщо з алюмінію, то літерою А.

Кабелі прокладають в приміщеннях і поза ними. Найбільш поширений спосіб прокладки кабелю – безпосередньо в землі, в траншеях. За цієї умови тепловіддача кабелю найкраща і підвищується допустиме електричне навантаження.

При прокладанні кабелів на відкритому повітрі, в спеціальних блоках і каналах обслуговувати їх зручніше, ніж при прокладці в траншеях, але при цьому погіршується тепловіддача.

Кабельні канали застосовують при цеховому та позацеховому прокладанні кабелів. Цей спосіб дозволяє забезпечити огляд і ремонт кабельних ліній в процесі експлуатації, а також прокладати новий або замінити діючий кабель без виконання земляних робіт. Також він забезпечує надійний захист від механічних пошкоджень.

Прокладання кабелів в блоках рекомендується в місцях перетину із залізницею та автомобільними шляхами, в умовах обмеженості простору по трасі (при великій кількості інших підземних комунікацій споруд), при вірогідності розливу агресивних рідин в місцях проходження кабельних трас та ін.

3.3 Ізолятори повітряних ліній електропередавання

Для безаварійної роботи електричної апаратури слід забезпечити надійну ізоляцію струмопроводів між собою і відносно землі. Стійкість ізоляції визначається пробивною напругою [11-13].

Ізолятори, що використовуються для кріплення електричної апаратури поділяють на *опорні* та *прохідні*. Ізолятори, що використовують для кріплення проводів повітряних ліній і шин відкритих розподільних пристроїв (ВРП) називаються *лінійними*.

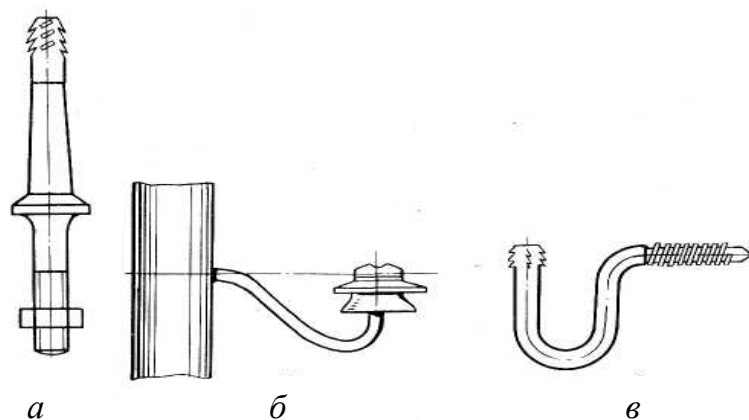
За призначенням розрізняють *штирові* та *підвісні* лінійні ізолятори. Виготовляють лінійні ізолятори із скла та фарфору. Останнім часом застосовують ізолятори із полімерних матеріалів.

Основне призначення ізоляторів повітряних ліній – ізолювати проводи від опор і інших несучих конструкцій. В більшості випадків ізолятори витримують значні механічні навантаження. Матеріал ізоляторів повинен задовольняти перерахованим вимогам і, крім того, бути пристосованим до роботи на відкритому повітрі під впливом змінних температур, опадів, сонця і т.д. Одним із матеріалів, що задовольняє наведеним вимогам, є фарфор, тому ізолятори повітряних ліній виготовляють головним чином із фарфору.

Ізолятори повітряних ліній всіх типів виготовляють також із скла. Механічна міцність таких ізоляторів вища, а розміри і маса менші, ніж у фарфорових. При електричному пробіі скляні ізолятори руйнуються, що значно спрощує контроль за їх станом.

Ізолятори повітряних ліній в залежності від способу кріплення їх на опорі розділяють на штирові та підвісні.

Штирові ізолятори кріплять на штирях (рисунок 3.13) або на крюках і застосовують в електричних мережах при напрузі до 35 кВ включно.



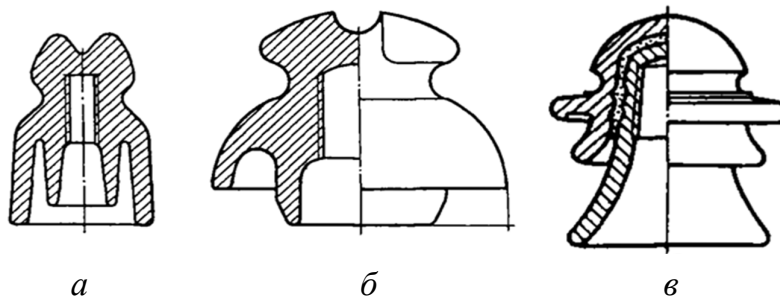
а – штир; б – крюк високої напруги; в – крюк низької напруги

Рисунок 3.13 – Арматура повітряних ліній електропередачі

Низьковольтні ізолятори майже завжди кріплять на крюках. Ізолятори високої напруги в лініях з невеликими прольотами і проводами малих і середніх перерізів кріплять також на крюках, а з великими прольотами і перерізами – на штирях, що укріплюються на траверсах (поперечинах).

На лініях низької напруги застосовують штирові ізолятори (рисунок 3.14, *а*) різних типорозмірів: фарфорові ТФ-16, ТФ-20, РФО-16; скляні НС-16, НС-18. На прямих ділянках провід кріплять до головки ізолятора, а на поворотах лінії – до шийки.

Для ліній напругою 10 кВ застосовують штирові ізолятори: фарфорові ШФ10-Г та скляні ШС10-А і ШС10-Г (рисунок 3.14, *б*). Для напруги 20 і 35 кВ застосовують штирові ізолятори ШД-35, ШЖБ-35, ШФ-20, ШФ-35 (рисунок 3.14, *в*). Крім того, для ліній напругою 35 кВ також застосовують підвісні ізолятори [11].



а – типу ТФ; *б* – типу ШФ10; *в* – типу ШФ35

Рисунок 3.14 – Штирові ізолятори

На повітряних лініях напругою 35 кВ та вище, а в деяких випадках і 10 кВ, використовують підвісні ізолятори (рисунок 3.15). Ізолятори кріплять один під одним, при цьому утворюється гірлянда ізоляторів. Кількість ізоляторів в гірлянді залежить від напруги лінії та від матеріалу опор. У повітряних лініях електропередачі, що виконані на металевих або залізобетонних опорах, в гірляндах підвісних ізоляторів на 10 кВ повинен бути один ізолятор, на 35 кВ – 3, на 110 кВ – 7, на 150 кВ – 9 [11-13].

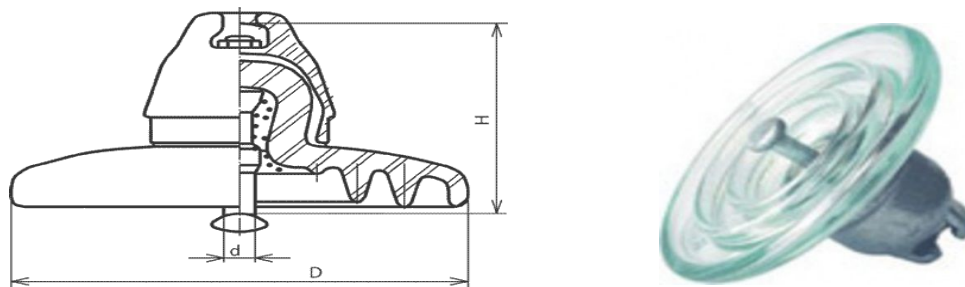
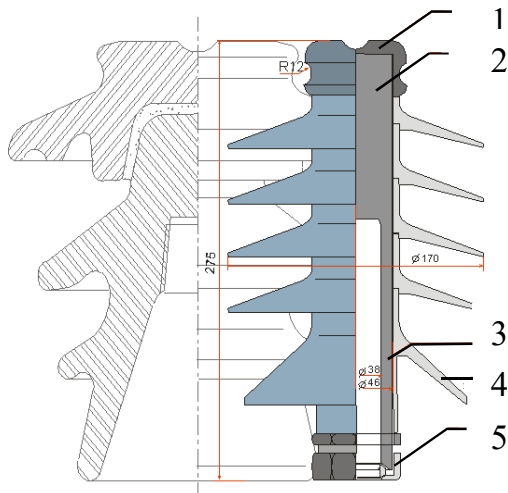


Рисунок 3.15 – Підвісний ізолятор типу ПС

На лініях застосовують підвісні фарфорові ізолятори типу ПФ класів 70, 160, 200 та скляні типу ПС класів 40, 70, 120, 160, 210 та 300. Клас ізолятора відповідає мінімальному руйнівному навантаженню в кілоньютонах (кН).

Останнім часом для ЛЕП, взамін скляних та фарфорових ізоляторів, застосовують підвісні та штирові ізолятори в полімерному корпусі. Відомі наступні ізолятори в полімерному корпусі: штирові – ШПУ10, ШПУ20, ШПУ35 (рисунок 3.16); підвісні – ЛК70/10, ЛК70/20, ЛК70/35 (рисунок 3.17) та ін. В загальному вигляді такі ізолятори складаються із склопластикового стержня або трубки 2, який покритий ребристою захисною оболонкою із кремнійорганічної гуми 4 [11].



1 – алюмінієвий оголовок для кріплення проводу; 2 – композитний силовий склопластиковий стержень; 3 – композитна силова склопластикові трубка; 4 – кремнійорганічна захисна оболонка; 5 – система кріплення

Рисунок 3.16 – Штировий ізолятор в полімерному корпусі ШПУ-35 УХЛ1 в порівнянні з ізолятором ШФ-35

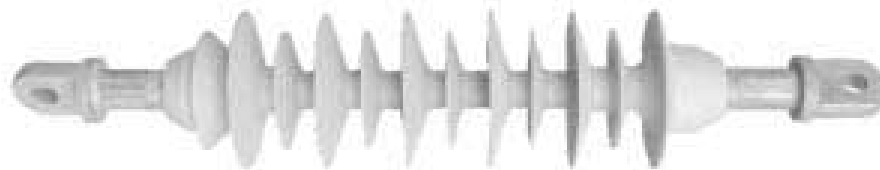


Рисунок 3.17 – Підвісний лінійний ізолятор в полімерному корпусі типу ЛК

3.4 Опори повітряних ліній електропередавання

Опори повітряних ліній підтримують проводи на необхідній відстані один від одного, від поверхні землі та від проводів інших ліній [11-13].

Для опор ліній застосовують деревину, металоконструкції, залізобетон і комбіновані матеріали (залізобетон і деревину).

Для подовження строку служби (у 2 рази) дерев'яних опор їх просочують антисептиком. Термін служби опор із не просоченої модрина – 15 років, сосни – 5 років.

Найкращим способом антисептування деревини опор є просочення її кам'яновугільним маслом, яке отримують при перегонці сирої кам'яновугільної смоли. На сьогодні значного поширення набули залізобетонні опори.

За призначенням опори повітряних ліній поділяють на проміжні, анкерні, кутові, кінцеві та спеціальні.

Проміжні опори призначені тільки для підтримки проводів, їх не розраховують на одностороннє тяжіння. У разі обриву проводу з одного боку опори, при кріпленні його на штирових ізоляторах, він прослизає у кріпленні і одностороннє тяжіння знижується. При використанні підвісних ізоляторів гірлянда відхиляється і тяжіння також знижується.

Проміжні опори складають переважну більшість (понад 80 %) опор, що використовуються на повітряних лініях.

На анкерних опорах проводи закріплюють жорстко, тому такі опори розраховують на обрив частини проводів. До штирових ізоляторів на анкерних опорах провід кріплять особливо міцно, збільшуючи при необхідності число ізоляторів до двох-трьох. Часто на анкерних опорах замість штирових встановлюють підвісні ізолятори. Завдяки більшій міцності, анкерні опори обмежують руйнування повітряних ліній при виникненні аварій.

Для надійності роботи ліній анкерні опори встановлюють на прямих ділянках не рідше ніж через 5 км, а при товщині стінки ожеледі понад 10 мм – не рідше ніж через 3 км.

Кінцеві опори є різновидом анкерних. Для них одностороннє тяжіння проводів не є аварійним, а основним режимом їх роботи.

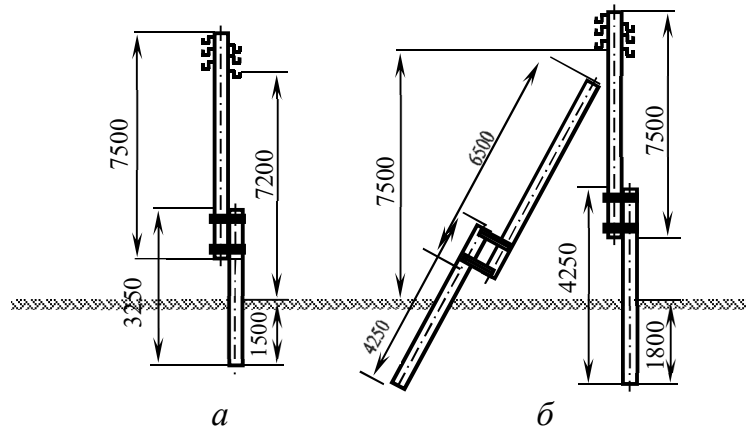
Кутові опори встановлюють в місцях де повітряна лінія змінює напрям. При нормальному режимі кутові опори сприймають одностороннє тяжіння по бісектрисі внутрішнього кута лінії. Кутом повороту лінії вважають кут, який доповнює до 180° внутрішній кут лінії.

При невеликих кутах повороту (до 20°) кутові опори виконують за типом проміжних, для великих кутів повороту (до 90°) – за типом анкерних.

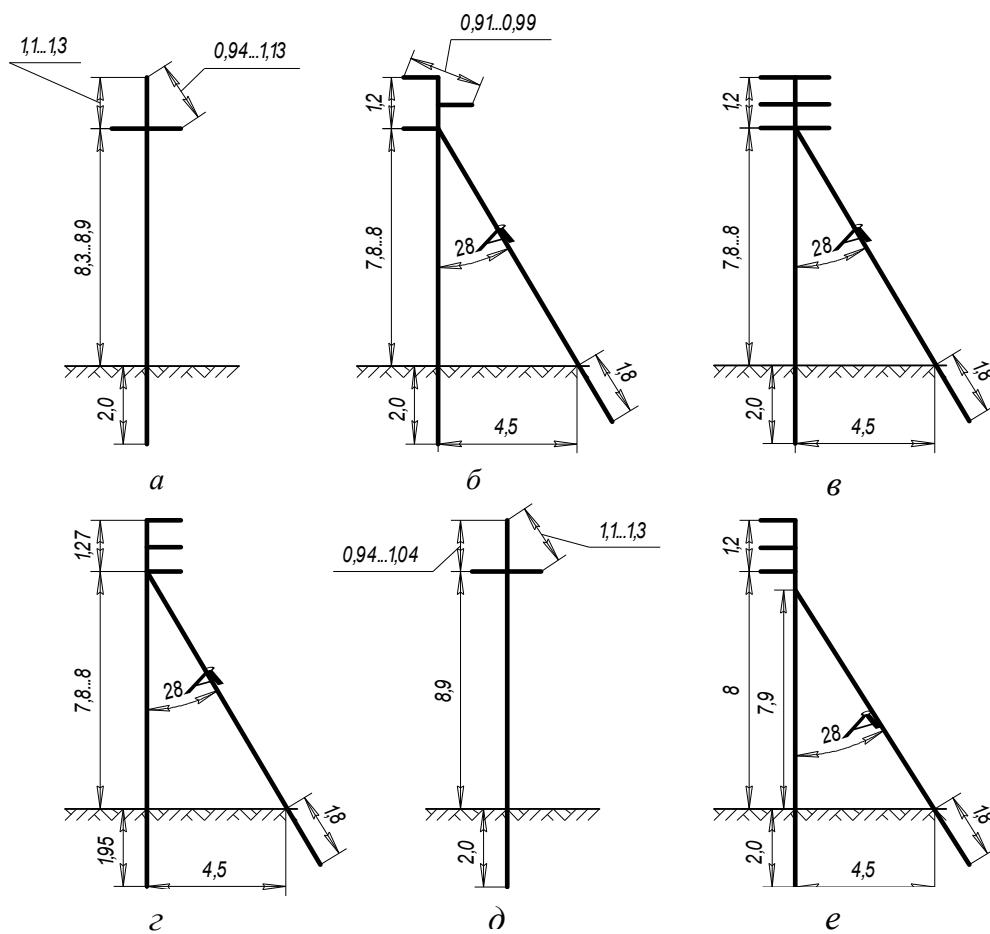
Спеціальні опори споруджують при переходах через річки, ущелини та ін. Вони значно вищі за нормальні, і їх виконують за особливими проектами.

За конструкцією розрізняють опори суцільностоякові та складені із стійок та приставок. Дерев'яні опори виконують на дерев'яних або на залізобетонних приставках (рисунок 3.18). При проходженні повітряних ліній по місцях де можливі низові пожежі слід застосовувати опори із залізобетонними приставками. Більшість проміжних опор виконують одностояковими. Анкерні і кінцеві опори виконують А-подібними. Для напруги 110 кВ і вище проміжні опори виконують П-подібними, а анкерні А-П-подібними.

Залізобетонні опори виконують суцільностояковими. Залізобетонні опори для ліній напругою 6...20 кВ наведені на рисунку 3.19.



a – проміжні; *б* – анкерні, кутові та кінцеві з підкосами
Рисунок 3.18 – Опори ПЛ напругою 0,38 кВ розміри в метрах



a – проміжні; *б* – проміжні кутові; *в* – проміжні відгалужувальні; *г* – анкерні кутові; *д* – проміжні відгалужувальні; *е* – проміжні відгалужувальні кутові.
Рисунок 3.19 – Залізобетонні опори ПЛ напругою 6...20 кВ, розміри в метрах

При спорудженні повітряних ліній повинні бути витримані відстані між проводами та іншими предметами, що знаходяться в безпосередній близькості від лінії.

На лініях напругою до 1 кВ, при вертикальному розташуванні проводів на опорах, відстань між проводами повинна бути не меншою ніж 0,6 м при

найбільшій стрілі провисання 1,2 м. При найбільшій стрілі провисання понад 1,2 м відстань між проводами слід збільшувати пропорційно відношенню найбільшої стріли провисання до стріли 1,2 м.

Відстань по вертикалі між проводами різних фаз на опорі при відгалуженні від повітряної лінії і перетині різних ліній повинна бути не меншою ніж 0,1 м. Відстань між ізоляторами вводу повинна бути не меншого 0,2 м.

3.5 Активний та індуктивний опір проводів ліній електропередавання

Проводи електричних ліній володіють активним опором змінному струму. Його значення дещо відрізняється від омичного опору постійному струму. Проте ця різниця незначна і в практичних інженерних розрахунках нею нехтують.

Активний опір проводів з кольорових металів – міді і алюмінію залежить від температури навколишнього середовища, струму, що проходить по проводу і його частоти. В практичних розрахунках цими змінами нехтують і вважають активний опір постійним, що дорівнює омичному опору [11-14].

Активний опір проводу на одиницю довжини (1000 м) визначають за виразом:

$$r_0 = \frac{1000 \cdot \rho}{F}, \quad (3.2)$$

де r_0 – опір одного кілометра проводу, Ом/км;

ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом·м;

F – номінальний переріз проводу, мм².

Активний опір проводу лінії заданої довжини:

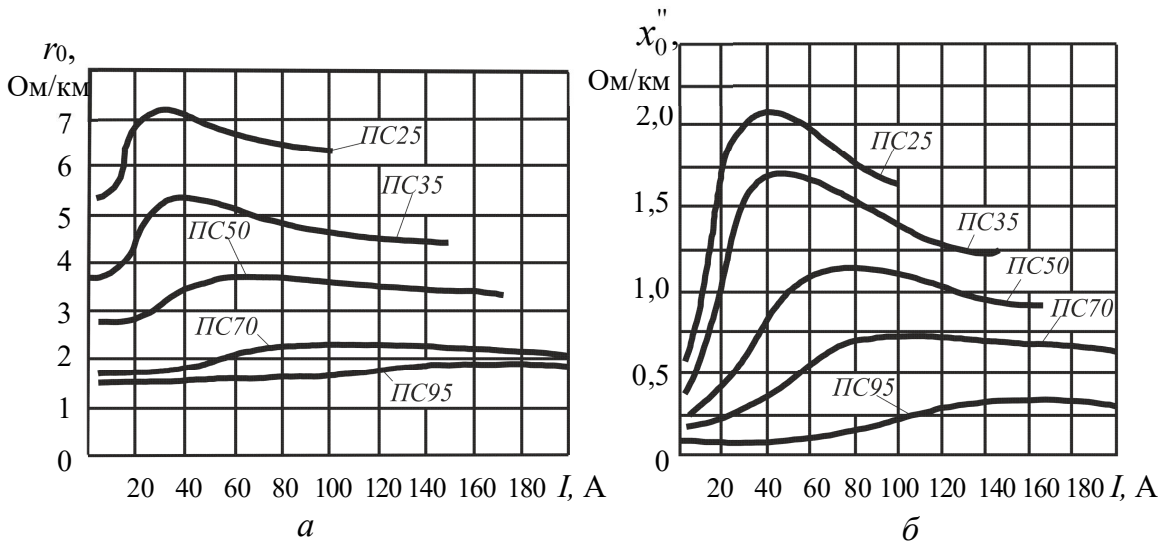
$$r = r_0 \cdot l, \quad (3.3)$$

де l – довжина проводу, м.

Значення r_0 обчислюють за виразом (3.2), але зручніше користуватися вже розрахованими даними, приведеними у відповідних таблицях (додаток Б).

Активний опір сталевих проводів значно більший від їх омичного опору, що зумовлено різко виявленим поверхневим ефектом і втратами енергії на гістерезис та вихрові струми в сталі.

Активний опір сталевих проводів суттєво залежить від сили струму що протікає по ним, тому при розрахунках не можна користуватися постійним значенням питомої провідності, як це роблять для проводів із кольорових металів. Значення активних опорів сталевих проводів слід брати з таблиць або з кривих, які побудовані за цими таблицями (рисунк 3.20, а).



a – активного опору; b – внутрішнього індуктивного опору
Рисунок 3.20 – Криві залежності опору сталевих багатодротових проводів від сили струму, що протікає ними

Індуктивні опори проводів обумовлені змінним магнітним полем ззовні і всередині проводів, по яких протікає змінний струм.

Із основ електротехніки відомо, що індуктивний опір проводу дорівнює:

$$x_0 = \omega (4,6 \lg \frac{D_{cp}}{R} + 0,5 \mu) \cdot 10^{-4}. \quad (3.4)$$

Прийнявши, що $\omega = 2\pi f = 314$ та $R = d / 2$ маємо:

$$x_0 = 0,145 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,0157 \mu, \quad (3.5)$$

де D_{cp} – середня відстань між проводами, мм;
 d – діаметр проводу, мм;
 μ – відносна магнітна проникність матеріалу проводу.

Перша частина виразу (3.5) залежить від магнітного поля поза проводом, і його називають зовнішнім індуктивним опором x_0' .

Друга частина виразу визначається магнітним полем всередині проводу, його називають внутрішнім індуктивним опором x_0'' . Тоді вираз (3.5) можна записати:

$$x_0 = x_0' + x_0''. \quad (3.6)$$

Зовнішній індуктивний опір проводу залежить не від матеріалу проводу, а від його діаметру та від відстані між проводами. Зовнішній індуктивний опір проводу збільшується із збільшенням відстані між проводами.

Для проводів із немагнітних матеріалів (мідь, алюміній) відносна магнітна проникність близька до 1, тому їх внутрішній індуктивний опір x_0'' дуже малий і ним, в більшості випадків, нехтують при розрахунках, тоді для таких проводів:

$$x_0 = x'_0. \quad (3.7)$$

Для наближених розрахунків повітряних мереж, які виконані проводами із кольорових металів можна прийняти: для ліній напругою до 1 кВ $x_0 = 0,35$ Ом/км; для ліній напругою 6...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 кабельних мережах напругою до 20 кВ ним нехтують.

Для сталевих проводів внутрішній і зовнішній індуктивні опори сумірні, тому нехтувати внутрішнім індуктивним опором при розрахунках не можна. Значення питомих індуктивних опорів (внутрішнього x''_0 та зовнішнього x'_0) для різних типів проводів приводяться у таблицях, що створені за даними досліджень (додаток Б).

Запитання для самоконтролю

1. Яка мережа називається живильною?
2. Яка мережа називається розподільною?
3. Яка напруга називається номінальною?
4. Які номінальні напруги встановлені в Україні для генераторів та трансформаторів?
5. Перелічіть стандартні значення напруги електроустановок змінного струму частотою 50 Гц.
6. Назвіть основні способи виконання нейтралі в мережах напругою 0,38 ...110 кВ, основні їх переваги та недоліки.
7. В чому відмінність систем електропостачання TN-S і TN-C?
8. Конструкція голих проводів.
9. Конструкція ізолюваних самоутримних проводів.
10. Опишіть конструкцію сталеполімерних неізолюваних проводів.
11. Конструкція кабелів.
12. Чим відрізняється кабель від ізолюваного проводу?
13. Перелічіть способи прокладання кабелів. Переваги та недоліки.
14. Типи ізоляторів для повітряних ліній напругою 0,38...35 кВ.
15. Перелічіть вимоги, які висуваються до ізоляторів ПЛ.
16. Складні і фарфорові ізолятори. Основні переваги та недоліки.
17. Із якого матеріалу виготовляють опори ПЛ? Типи опор.
18. Від чого залежить активний і індуктивний опір проводів ліній електропередачі?
19. Що таке внутрішній і зовнішній індуктивний опір проводу?
20. Чому при розрахунках необхідно враховувати внутрішній реактивний опір сталевих проводів?

ТЕМА 4

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ

4.1 Втрати енергії в елементах електричних мереж

Під час проходження електричного струму проводами повітряних та кабельних ліній електропередавання, внутрішніх проводок та обмоток силових трансформаторів частина потужності і, відповідно, енергії втрачається на їх нагрівання. Втрати потужності та енергії в елементах мережі повинні компенсуватися генераторами електростанцій, що збільшує їх навантаження [11-14].

При проектуванні мереж електропостачання завжди намагаються зменшити втрати енергії в них. Але при незмінному коефіцієнті потужності ($\cos \varphi$) цього можна досягти лише шляхом підвищення перерізу проводів і, як наслідок, підвищенням витрат кольорового металу на спорудження ліній електропередавання. Тому при проектуванні мереж необхідно враховувати втрати енергії в елементах електричних мереж, ціни на електроенергію, ціни на кольоровий метал та інші фактори [11-13].

Втрати потужності у провіднику ідуть на його нагрівання. На основі закону Джоуля-Ленца втрати потужності у провіднику, ΔP , Вт, по якому протікає струм визначають за виразом:

$$\Delta P = I^2 r, \quad (4.1)$$

де I – струм, що протікає по провіднику, А;
 r – активний опір провідника, Ом.

Якщо вважати, що струм, який протікає в провіднику незмінний ($I = \text{const}$) на протязі деякого часу t , то втрати енергії в будь-якому провіднику при незмінному коефіцієнті потужності визначаються із виразу:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = I^2 \cdot r \cdot t. \quad (4.2)$$

Тоді річні втрати енергії в провіднику $\Delta W_{\text{рік}}$, кВт · год:

$$\Delta W_{\text{рік}} = \Delta P \cdot 24 \cdot 365 = I^2 \cdot r \cdot 8760 \cdot 10^{-3}. \quad (4.3)$$

Проте, цей метод не можна застосовувати на практиці оскільки струм в провіднику (в мережі) постійно змінюється, як протягом доби, так і протягом року, залежно від зміни режиму роботи споживачів.

Для розрахунку втрат енергії в реальній лінії електропередавання із змінним навантаженням будують графік зміни цього навантаження (дивись тему 2), краще за все для цього підходить річний графік навантаження за тривалістю (рисунок 4.1) [11-13].

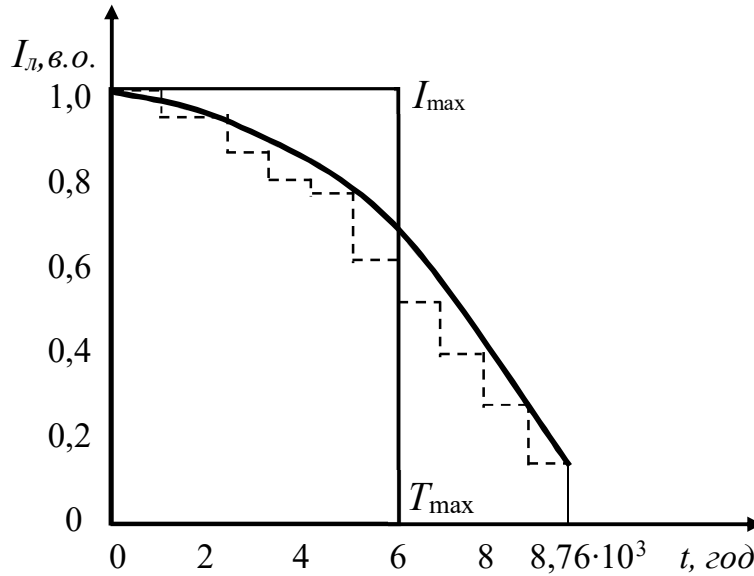


Рисунок 4.1 – Річний графік навантаження за тривалістю

Площа фігури, що обмежена цим графіком та осями координат (рисунок 4.1) визначається за виразом:

$$S = \int_0^t i dt \quad (t = 8760 \text{ годин}). \quad (4.4)$$

Ця площа пропорційна електричній енергії, яка передається по лінії за рік:

$$W_{\text{рік}} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \int_0^t i dt, \quad (4.5)$$

де U_n – номінальна напруга мережі (лінії), В;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності мережі.

Побудуємо прямокутник із висотою, яка дорівнює максимальному навантаженню I_{max} і з площею, яка дорівнює площі фігури, що обмежена графіком та осями координат (рисунок 4.1). Тоді

$$W_{\text{рік}} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot I_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}. \quad (4.6)$$

Як уже відмічалось раніше T_{max} – тривалість (час) використання максимального навантаження, звідси

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{рік}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\text{max}} \cdot \cos \varphi} = \frac{W_{\text{рік}}}{P_{\text{max}}}. \quad (4.7)$$

Втрати потужності і енергії в лінії електропередавання пропорційні квадрату струму, що протікає в ній (вирази (4.1) та (4.2)), тому далі, взявши за основу річний графік навантаження (струму) за тривалістю (рисунок 4.1), будемо річний графік за тривалістю квадрата струму в лінії (рисунок 4.2).

Площа фігури, що обмежена графіком і осями координат, пропорційна річним втратам електричної енергії в трифазній лінії електропередавання [11-14]:

$$\Delta W_{\text{рік}} = 3r \cdot \int_0^t i^2 dt. \quad (4.8)$$

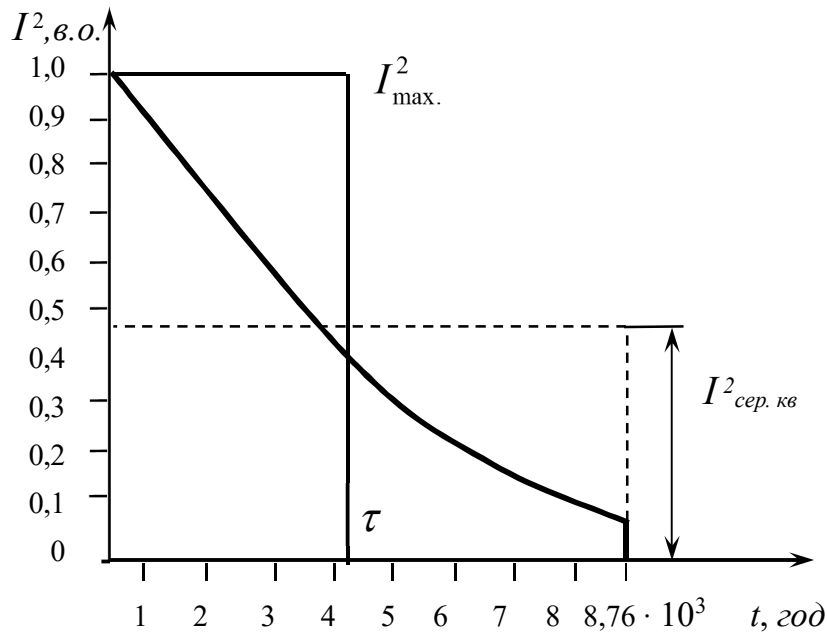


Рисунок 4.2 – Визначення часу втрат електроенергії в лінії

Як і в попередньому випадку будемо прямокутник із висотою, яка дорівнює квадрату максимального струму I_{max}^2 та площею, яка дорівнює площі, що обмежена графіком і осями координат (рисунок 4.2). Основа такого прямокутника називається часом максимальних втрат, або часом втрат τ .

Час максимальних втрат τ – це умовний час, за який максимальний струм навантаження I_{max} , протікаючи по лінії електропередавання створив би втрати енергії, які дорівнюють дійсним втратам енергії за рік.

Втрати електричної енергії в мережі:

$$\Delta W = 3r \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot \tau. \quad (4.9)$$

звідки

$$\tau = \frac{\Delta W}{3r \cdot I_{\text{max}}^2}. \quad (4.10)$$

Для виконання ряду технічних розрахунків рекомендовано використовувати залежності $\tau = f(T)$, $\tau = f(I, \cos \varphi)$, які наводяться в довідковій та нормативній літературі (додаток В).

Для визначення втрат енергії також можна користуватися аналогічними графіками, в яких за основу прямокутника беруть час, який дорівнює 8760 годин (один рік). Висота такого прямокутника дорівнює середньому квадратичному струму $I_{\text{сер.кв.}}$, А (рисунок 4.2).

Середній квадратичний струм – це такий незмінний струм, що протікає в лінії на протязі року і створює втрати енергії, які дорівнюють дійсним, тобто

$$\Delta W = 3r \cdot I_{\text{сер.кв.}}^2 \cdot 8760, \quad (4.11)$$

$$I_{\text{max}}^2 \cdot \tau = I_{\text{сер.кв.}}^2 \cdot 8760, \quad (4.12)$$

тоді

$$I_{\text{сер.кв.}} = I_{\text{max}} \sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \quad (4.13)$$

Втрати енергії в лініях електропередавання.

Для будь-якої ділянки лінії електропередавання із навантаженням в кінці втрати енергії можна легко визначити, якщо є графік тривалості струму навантаження. Якщо графік за тривалістю струму навантаження відсутній, але відоме максимальне навантаження I_{max} та T_{max} , тоді τ визначають за кривими $\tau = f(T)$ (додаток В). Згідно із (4.8), (4.9) та (4.11) [11-13]:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot \int_0^t i_{\text{л}}^2 dt; \quad (4.14)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\text{max л}}^2 \cdot \tau; \quad (4.15)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\text{сер.кв.}}^2 \cdot 8760, \quad (4.16)$$

де $r_{\text{л}}$ – активний опір проводу однієї фази лінії, Ом;
 $i_{\text{л}}$ – струм, що протікає в проводі лінії, А;
 $I_{\text{max л}}$ – максимальне значення струму в лінії, А;
 t – час, за який визначаються втрати енергії, год;
 $I_{\text{с.кв}}$ – середній квадратичний струм, А;
 τ – час максимальних втрат, год.

Якщо у виразі (4.15) струм виразити через активну потужність, напругу та коефіцієнт потужності, тоді втрати в лінії визначаються за виразом:

$$\Delta W_{\text{л}} = \left(\frac{P_{\text{max л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi} \right)^2 3r_{\text{л}} \cdot \tau = \frac{P_{\text{max л}}^2}{U_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (4.17)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;

$P_{\text{max л}}$ – максимальна навантаження лінії (мережі), Вт;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Опір однієї фази лінії електропередачі $r_{\text{л}}$, Ом, визначається за виразом:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot l_{\text{л}}, \quad (4.19)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км;

$l_{\text{л}}$ – довжина лінії, км.

Втрати електричної енергії в силових трансформаторах.

Як відмічалось вище, в електричних мережах, окрім ліній електропередавання є трансформатори (знижувальні та підвищувальні), в яких також втрачається електрична енергія [11-13].

В трансформаторах потужність втрачається в обмотках – $\Delta P_{\text{м}}$, Вт (втрати в міді або втрати короткого замикання), та в сталі магнітопроводу – $\Delta P_{\text{н.х}}$, Вт (втрати в сталі або втрати неробочого ходу), тобто

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{м}} + \Delta P_{\text{н.х}}. \quad (4.20)$$

Втрати потужності в сталі трансформатора прийнято вважати постійними, так як вони залежать лише від прикладеної до первинної обмотки напруги.

Втрати потужності в міді залежать від струму навантаження трансформатора $I_{\text{тр}}$ та пропорційні квадрату цього струму. Для трифазного трансформатора втрати в міді визначаються за виразом:

$$\Delta P_{\text{м}} = 3r_{\text{тр}} \cdot I_{\text{тр}}^2, \quad (4.21)$$

де $r_{\text{тр}}$ – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом.

Якщо струм навантаження трансформатора дорівнює номінальному значенню $I_{\text{н.тр}}$, то і втрати потужності в міді будуть номінальними:

$$\Delta P_{\text{м.н}} = 3r_{\text{тр}} \cdot I_{\text{н.тр}}^2, \quad (4.22)$$

Розділивши вираз (4.21) на вираз (4.22) отримаємо:

$$\Delta P_{\text{м}} = \Delta P_{\text{м.н}} \left(\frac{I_{\text{мр}}}{I_{\text{нмр}}} \right)^2 = \Delta P_{\text{мн}} \left(\frac{S_{\text{мр}}}{S_{\text{н.мр}}} \right)^2. \quad (4.23)$$

де $r_{\text{мр}}$ – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом;

$I_{\text{мр}}$ – струм навантаження трансформатора, А;

$I_{\text{нмр}}$ – номінальний струм трансформатора, А;

$S_{\text{мр}}$ – потужність навантаження трансформатора, ВА;

$S_{\text{нмр}}$ – номінальна потужність трансформатора, ВА;

$\Delta P_{\text{м.н}}$ – номінальні втрати потужності в міді трансформатора (втрати короткого замикання, паспортна характеристика), Вт.

Сумарні втрати потужності в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{мр}} = \Delta P_{\text{м.н}} \left(\frac{S_{\text{мр}}}{S_{\text{нмр}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{х}}, \quad (4.24)$$

де $\Delta P_{\text{х}} = \Delta P_{\text{хн}}$ – номінальні втрати потужності в сталі трансформатора (втрати неробочого ходу, паспортна характеристика), Вт.

Річні втрати енергії в трансформаторі також як і втрати потужності складаються із втрат в міді та втрат в сталі:

$$\Delta W_{\text{мр}} = 3r_{\text{мр}} \cdot I_{\text{макс мр}}^2 \cdot \tau + \Delta P_{\text{х}} \cdot 8760, \quad (4.25)$$

або

$$\Delta W_{\text{мр}} = \Delta P_{\text{м.н}} \left(\frac{S_{\text{макс мр}}}{S_{\text{нмр}}} \right)^2 \tau + \Delta P_{\text{х}} \cdot 8760. \quad (4.26)$$

де τ – час втрат для заданого графіка навантаження трансформатора, год;

$I_{\text{макс мр}}$ – максимальний струм навантаження трансформатора, А;

$S_{\text{макс мр}}$ – максимальна потужність навантаження трансформатора, ВА.

Якщо на підстанції встановлено два трансформатора однакової потужності, які працюють паралельно, тоді втрати енергії в силових трансформаторах визначаються за виразом:

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{mn} \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{n.mp}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.27)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.
Максимальна потужність трансформатора:

$$S_{\max mp} = S_{n.mp} \cdot K_3, \quad (4.28)$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$K_3 = \frac{S_{\max .mp}}{S_{n.mp}}. \quad (4.29)$$

4.2 Приведені витрати на передавання та розподіл електричної енергії

При проектуванні систем електропостачання необхідно забезпечити вибір найбільш доцільного, тобто того, що має кращі техніко-економічні показники, варіанта електропостачання. Варіанти електропостачання можуть різнитися як капітальними вкладеннями так і поточними експлуатаційними (виробничими) витратами на передачу та розподіл електроенергії. Якщо є варіант, при якому менші і капітальні вкладення, і мінімальні поточні виробничі витрати у порівнянні із іншими, то звісно, такий варіант електропостачання буде найкращим [11-13, 16].

Але на практиці для одних варіантів електропостачання характерні значні капітальні вкладення, а для інших – значні поточні витрати на експлуатацію обладнання. Для вибору найбільш прийняттого варіанту електропостачання необхідно оцінити (порівняти) економічну ефективність додаткових капіталовкладень.

Для вказаної мети використовують метод терміну окупності. Розглянемо два варіанта електропостачання. Кожен із варіантів має свої капітальні вкладення та свої поточні витрати на експлуатацію.

Варіант 1 Варіант 2

$K_1 > K_2$ – капітальні вкладення за варіантами, грн;

$B_1 < B_2$ – річні поточні витрати за варіантами, грн.

Визначаємо термін окупності капітальних вкладень в систему електропостачання $T_{ок.}$, рік:

$$T_{ок.} = \frac{K_1 - K_2}{B_2 - B_1}, \quad (4.30)$$

Далі порівнюємо отриманий за виразом (4.30) термін окупності $T_{ок.}$ із нормативним терміном окупності капіталовкладень $T_{ок.н.}$.

Для систем електропостачання $T_{ок.н.} = 6,7 \dots 8,3$ року (при нормативному коефіцієнті порівняльної ефективності капітальних вкладень $E_n = 0,12 \dots 0,15$).

Величина обернена нормативному терміну окупності називається нормативним коефіцієнтом порівняльної ефективності капітальних вкладень:

$$E_n = \frac{1}{T_{ок.н.}}, \quad (4.31)$$

Нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень для систем електропостачання становить $E_n = 0,12$ ($T_{ок.н.} = 8,3$ року). Для нового інноваційного обладнання $E_n = 0,15$ ($T_{ок.н.} = 6,7$ року) [16].

Якщо $T_{ок.} < T_{ок.н.}$, то перевагу віддають 1-му варіанту.

Якщо $T_{ок.} > T_{ок.н.}$ то вибирають 2-й варіант.

У випадку, коли $T_{ок.} = T_{ок.н.}$ – варіанти рівноцінні.

Якщо варіантів більше ніж два, то для визначення ефективності електропостачання необхідно користуватися приведеними (зведеними) витратами.

Приведені витрати – це сума річних експлуатаційних (виробничих) витрат та капітальних вкладень, приведених до річної розмірності за нормативом коефіцієнта ефективності.

Критерієм оптимальності варіанту електропостачання (проекту) є мінімум приведених витрат на його реалізацію.

Приведені витрати i -го варіанту електропостачання Z_i , грн.:

$$Z_i = E_n K_i + B_i, \quad (4.32)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, в.о.;

K_i – капітальні вкладення i -го варіанта, грн.;

B_i – річні експлуатаційні (виробничі) витрати i -го варіанта, грн.

Капіталовкладення в систему електропостачання визначаються на основі кошторису в цінах, що діють на даний час, або за укрупненими показниками, якщо відсутній кошторис:

$$K = K_{л.} + K_{тп.} + K_{д.}, \quad (4.33)$$

де $K_{\text{Л}}$ – капітальні вкладення на спорудження ліній електропередачі, грн;
 K_T – капітальні вкладення на спорудження трансформаторних підстанцій, грн;
 $K_{\text{Д}}$ – додаткові капітальні вкладення, грн.

Річні поточні витрати на експлуатацію обладнання B , грн., визначаються за виразом:

$$B = B_A + B_O + B_{\text{втр}}, \quad (4.34)$$

де B_A – витрати на амортизацію обладнання, грн.;
 B_O – витрати на ремонт та обслуговування обладнання, грн.;
 $B_{\text{втр}}$ – вартість втрат електроенергії, грн.;

Амортизаційні відрахування визначаються за виразом:

$$B_A = \frac{p_a}{100} K_{\text{Л}} + \frac{p_a}{100} K_T; \quad (4.35)$$

де p_a – норма відрахування на амортизацію обладнання, %;
 Для ПЛ 6...35 кВ і для трансформаторних підстанцій $p_a = 6\%$ [16].
 Вартість обслуговування та ремонту обладнання:

$$B_O = \frac{p_o}{100} K_{\text{Л}} + \frac{p_o}{100} K_T; \quad (4.36)$$

де p_o – норма відрахування на ремонт та обслуговування обладнання, %.
 Для ПЛ 10 кВ $p_o = 3,9\%$, для ПЛ 35...110 кВ $p_o = 1,2\%$ [16].
 Для трансформаторних підстанцій із вищою напругою 10 кВ $p_o = 4,3\%$ [16].
 Для трансформаторних підстанцій із вищою напругою 35...110 кВ $p_o = 2,4\%$ [11, 16].

Вартість втрат електроенергії в мережі електропостачання із заданим навантаженням визначається за виразом:

$$B_{\text{втр}} = C_0 \Delta W. \quad (4.37)$$

де C_0 – вартість однієї кВт·год електроенергії (тариф), грн;
 ΔW – кількість втраченої електроенергії, кВт·год.
 Підставивши (4.35)...(4.37) у вираз (4.34) отримаємо:

$$B = \frac{p_a}{100} K_{\text{Л}} + \frac{p_a}{100} K_T + \frac{p_o}{100} K_{\text{Л}} + \frac{p_o}{100} K_T + c_0 \Delta W. \quad (4.38)$$

При порівнянні ряду варіантів систем електропостачання оптимальним буде той варіант, у якого приведені витрати $З$, грн., мінімальні.

Собівартість передачі та розподілу електроенергії C , грн.:

$$C = \frac{B}{W}, \quad (4.39)$$

де W – кількість спожитої (переданої) електричної енергії, кВт·год.

Чим нижчою є собівартість передачі електроенергії в системі електропостачання, тим раціональнішим і ефективнішим є варіант електропостачання (проєкт).

Показником абсолютної ефективності капітальних вкладень в систему електропостачання є строк їх окупності [3, 16]:

$$T_{ок.} = \frac{K}{\Delta\Pi}, \quad (4.40)$$

де $\Delta\Pi$ – приріст прибутку за рік, грн.

Приріст прибутку підприємства за рік розраховується як різниця прибутків за попередній період (базовий варіант) і розрахунковий (проєктний варіант):

$$\Delta\Pi = \Pi_{i+1} - \Pi_i, \quad (4.41)$$

де Π_i – прибуток за попередній період, грн.;

Π_{i+1} – прибуток за розрахунковий період, грн.

Прибуток підприємства від транспортування (передачі) електроенергії визначається за виразом:

$$\Delta\Pi_{i+1} = \frac{(C_0 - C_{\Sigma}) \cdot W}{1 + d}, \quad (4.42)$$

де C_{Σ} – собівартість однієї кВт·год електроенергії, грн.;

d – норма відрахування податку (ставка податку) на додану вартість (ПДВ), $d = 0,2$ (20 %) [16].

4.3 Економічна густина струму та економічні інтервали навантажень

Вартість передачі електричної енергії визначається вартістю втрат електроенергії в проводах повітряних (кабельних) ліній, відрахуваннями від капітальних вкладень на амортизацію обладнання, його ремонт та обслуговування (4.34).

Вартість втрат електроенергії визначається із виразу (4.37) [11-13]:

$$B_{\text{втр}} = c_0 \Delta W_{\text{л}}.$$

Із врахуванням виразу (4.17) отримаємо:

$$B_{\text{втр}} = c_0 \frac{P_{\text{max}}^2}{U_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_{\text{л}} \cdot \tau. \quad (4.43)$$

Як відомо, активний опір проводу лінії дорівнює:

$$r_{\text{л}} = \frac{l_{\text{л}}}{\gamma F}, \quad (4.44)$$

де $l_{\text{л}}$ – довжина проводу лінії (однієї фази), м;
 γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м;
 F – переріз проводу, мм².

Підставивши (4.44) у вираз (4.43) отримаємо:

$$B_{\text{втр}} = c_0 \frac{P_{\text{max}}^2 \cdot \tau}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot \frac{l_{\text{л}}}{\gamma F}. \quad (4.45)$$

Із отриманого виразу (4.45) видно, що вартість втрат електроенергії в лінії обернено пропорційна його перерізу та квадрату коефіцієнта потужності.

Як відмічалось вище, при проектуванні мереж необхідно забезпечити найменші приведені витрати на передавання та розподіл електроенергії.

Мінімальні приведені витрати на передавання і розподілення електроенергії можна визначити графічним способом (рисунок 4.3).

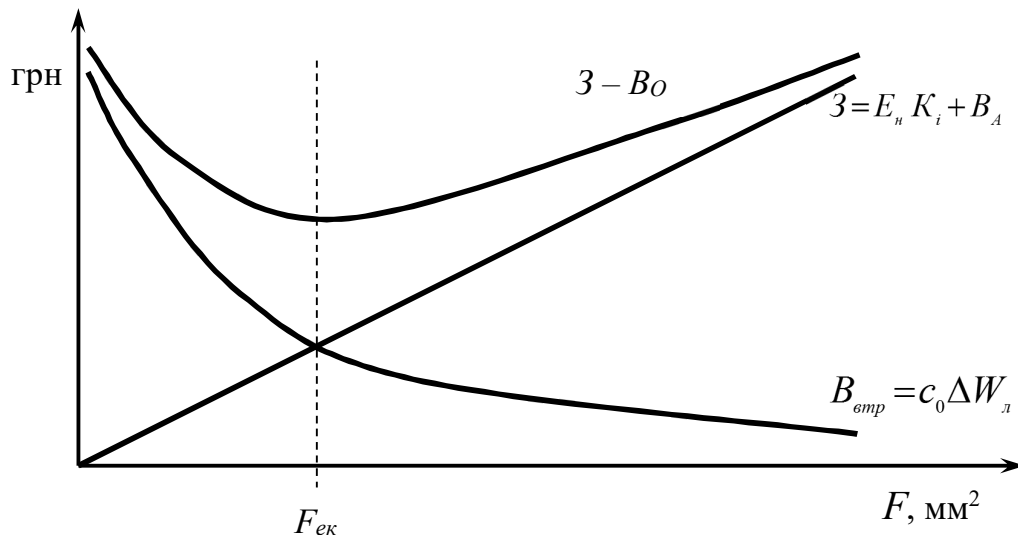


Рисунок 4.3 – Залежність вартості передавання електричної енергії від перерізу проводів лінії електропередавання

Для цього необхідно побудувати залежність вартості втрат електричної енергії від перерізу проводу – гіпербола $B_{emp} = c_0 \Delta W_{\text{л}} \frac{1}{2}$ (рисунок 4.3). Отримана залежність показує, що втрати електричної енергії, а значить, і вартість втрат електричної енергії в лінії зменшується із збільшенням перерізу проводу.

Також будуюмо залежність капітальних та експлуатаційних витрат від перерізу проводу – пряма $E_{\text{н}} K_i + B_A$. Ця лінійна залежність наочно показує, що чим більшим є переріз проводу тим вищою буде вартість лінії.

Витрати на обслуговування лінії B_O (4.36) практично не залежать від зміни перерізу проводу, тому їх в подальшому не враховуємо (вираз 4.34).

Далі отримані залежності підсумовують. Таким чином розрахункові приведені витрати на передавання електричної енергії без врахування витрат на обслуговування лінії ($3 - B_O$) виражаються U -подібною кривою $3 - B_O$ (рисунок 4.3).

Мінімум на отриманій кривій $3 - B_O$ відповідає найбільш економічно вигідному (оптимальному) або **економічному** перерізу проводу $F_{ек}$. Отримане значення $F_{ек}$ округляють до найближчого стандартного значення.

Якщо проводи в лінії мають економічний переріз, то розрахункові приведені витрати на передачу електроенергії повинні бути найменшими, і, відповідно, лінія спроектована правильно.

Для кожної лінії можна побудувати аналогічні криві і визначити економічний переріз проводів. Проте на практиці розрахунки перерізу проводів ведуть більш простим способом.

Правилами улаштування електроустановок передбачені значення економічної густини струму $j_{ек}$ для проводів з різних металів при різній тривалості використання максимуму навантаження. Ці значення наведені в таблицях ПУЕ (додаток В).

Економічний переріз проводу при заданій економічній густині струму визначають за виразом:

$$F_{ек} = \frac{I_{\text{max}}}{J_{ек}}, \quad (4.46)$$

де $J_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²; визначається за таблицями ПУЕ в залежності від часу максимального навантаження T_{max} і матеріалу проводу (додаток В, таблиця В.2).

I_{max} – максимальний робочий струм лінії, А.

Таким чином вибирають переріз проводів для ліній напругою 35...220 кВ.

Якщо лінія має декілька навантажень (рисунок 4.4), то можна визначати економічний переріз проводів $F_{ек}$ для кожної ділянки:

$$F_{1ек} = \frac{I_1}{J_{ек}}; \quad F_{2ек} = \frac{I_2}{J_{ек}}; \quad F_{3ек} = \frac{I_3}{J_{ек}}.$$

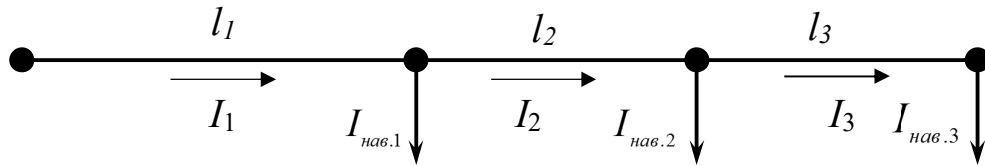


Рисунок 4.4 – До розрахунку перерізу проводів за економічною густиною струму

Якщо переріз проводу в лінії повинен бути незмінним по всій довжині лінії, тоді визначають еквівалентний струм в мережі:

$$I_{екв} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \quad (4.47)$$

тоді, відповідно:

$$F_{ек} = \frac{I_{екв}}{J_{ек}}. \quad (4.48)$$

Споруджувати лінію електропередавання із проводів одного перерізу по всій довжині значно зручніше, але втрати потужності і втрати металу при цьому дещо більші.

Згідно із ПУЕ за економічною густиною струму не розраховуються [15]:

- лінії напругою до 1000 В у яких $T_{\max} < 4000 \dots 5000$ годин;
- лінії, які розраховуються за допустимою втратою напруги;
- лінії тимчасових будівель;
- лінії «глибоких» введів (наприклад до ТП 35/0,4 кВ).

4.4 Визначення перерізу проводів повітряних ліній напругою 0,38...10 кВ методом економічних інтервалів

Для ПЛ напругою 0,38 та 10 (6) кВ переріз проводів вибирають методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат) з урахуванням навантаження, району кліматичних умов, матеріалу опор і темпів збільшення навантаження. Вибір перерізу проводів виконується за таблицями (додаток В).

Це пояснюється тим, що вихідні розрахункові дані істотно залежать від конкретних умов роботи мережі. Вибраний за економічною густиною струму переріз проводів не завжди відповідає умові мінімальних приведених витрат.

Як відмічалось вище для лінії електропередачі вартістю K_i і опором r_i при вартості одиниці втраченої енергії C_0 приведені витрати визначаються за виразом [11]:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + B_A + 3r_{ли} \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau \cdot C_0.$$

Для різних перерізів проводів лінії та для різних струмів навантаження $I_{\max}$ можемо побудувати залежності $Z_i = f(I)$.

На рисунку 4.5 видно, що кожному перерізу проводів відповідає інтервал навантажень із мінімальними приведеними витратами. Так для проводу перерізом F_1 інтервал буде в межах від 0 до I_1 , для проводу перерізом F_2 – від I_1 до I_2 , для проводу перерізом F_3 – від I_2 до I_3 і т. д. Ці інтервали називають **економічними інтервалами**. Використання цих інтервалів дозволяє за заданим струмом (потужністю) навантаження вибрати економічно найдоцільніший переріз проводу для лінії електропередавання.

Так, якщо струм в лінії $I_{\max}$ знаходиться в межах

$$I_1 < I_{\max} < I_2,$$

то слід вибрати провід перерізом F_2 (рисунк 4.5).

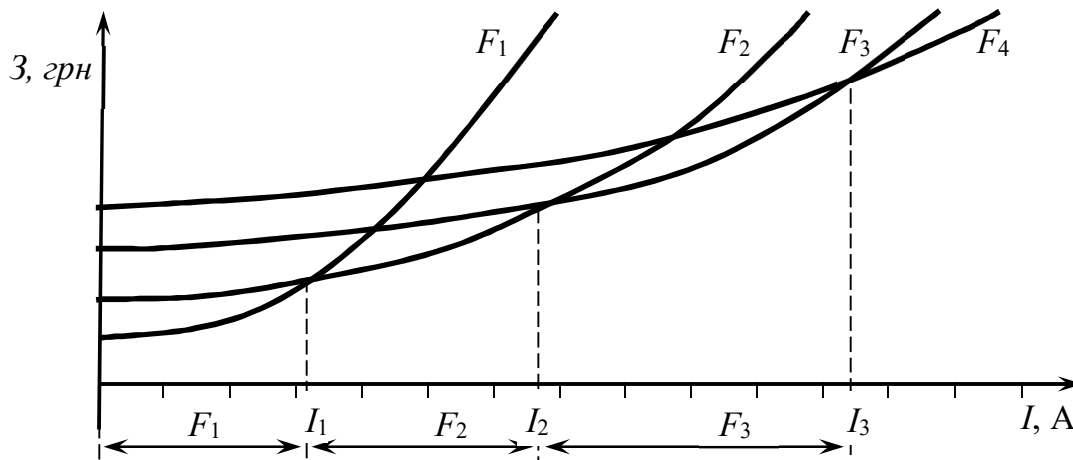


Рисунок 4.5 – Економічні інтервали навантаження проводів

Для спрощення вибору перерізу проводів створені відповідні таблиці (додаток В), в яких для певного інтервалу навантаження пропонується економічний переріз проводу.

Переріз проводів вибраний за економічними інтервалами необхідно перевіряти за допустимою втратою напруги в електричній мережі.

Методика вибору перерізу проводів методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат) [11, 16].

1. Відомим методом визначається розрахункове (максимальне) навантаження на ділянці лінії, S_p .

2. Визначається еквівалентна потужність для ділянки лінії:

$$S_{екв} = \kappa_{\partial} \cdot S_P. \quad (4.49)$$

де κ_{∂} – коефіцієнт динаміки зростання навантаження, вибирається за таблицями РУМ:

- для ліній, що споруджуються заново $\kappa_{\partial} = 0,7$;
- для ліній що реконструюються із передбачуваним зростанням навантаження не менше ніж як в 1,5 рази $\kappa_{\partial} = 0,8$;
- для ліній що реконструюються із передбачуваним зростанням навантаження в 1,5...2 рази $\kappa_{\partial} = 0,7$.

3. За таблицями РУМ за еквівалентною потужністю $S_{екв}$, в залежності від району кліматичних умов (товщини стінки ожеледі) та від матеріалу опор, вибирають «основний» переріз проводу $F_{осн.}$.

4. Вибраний «основний» переріз проводу перевіряють на допустиму втрату напруги:

$$\Delta U_{факт.} \leq \Delta U_{доп.}; \quad (4.50)$$

$$\Delta U_{факт.} = \Delta U_{нит.} \cdot S_P \cdot l_{л.}, \quad (4.51)$$

де $\Delta U_{нит.}$ – питома втрата напруги, %/кВА· км;

$l_{л.}$ – довжина лінії (ділянки лінії), км.

5. Якщо умова (4.50) не виконується, тоді, за тими ж таблицями РУМ «основний» переріз проводу $F_{осн.}$ заміняють на «додатковий» $F_{дод.}$ (збільшують переріз проводу).

6. Вибраний «додатковий» переріз проводів $F_{дод.}$ також перевіряють на допустиму втрату напруги за виразом (4.50).

В електричній мережі (лінії) не допускається застосовувати більше чотирьох перерізів (марок) проводів.

Збільшення перерізу проводів розпочинають з головної ділянки лінії (від ТП).

Згідно із ПУЕ, на ділянках повітряних ліній електропередавання напругою 0,38 кВ, за умовами механічної міцності, необхідно застосовувати багатодотові неізолювані проводи із наступним мінімально допустимим перерізом: А25, АС25 для 1...3 району за ожеледдю; А35, АС25 – для 4...6 району. На ділянках повітряних ліній електропередавання напругою 10 кВ необхідно застосовувати неізолювані проводи із наступним мінімально допустимим перерізом: А50, АС35 для 1 та 2 району за ожеледдю; А50, АС50 – для 3 та 4 району; А70, АС70 – для 5 та 6 району [15].

Приклади розрахунків за темою 4

ЗАДАЧА 4.1

Визначити річні втрати електричної енергії $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год, у системі електропостачання (рисунок 4.6), яка складається з 2-х трансформаторів напругою 35/10 кВ потужністю $S_{н.тр} = 1,6$ МВА із коефіцієнтом завантаження $\kappa_3 = 0,9$ та з трьох повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 4.1. Матеріал проводу повітряних ліній – алюміній.

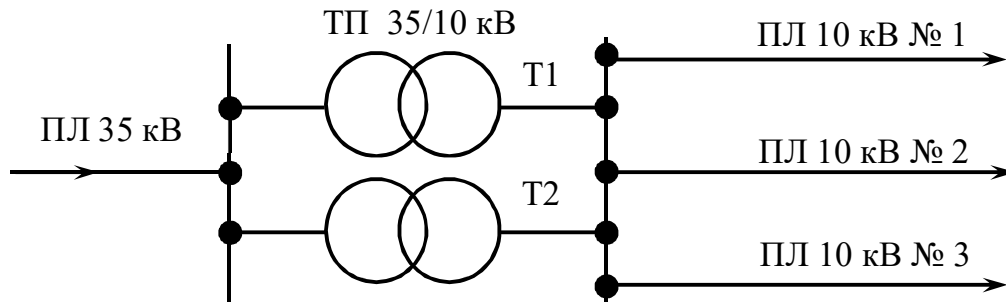


Рисунок 4.6 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 4.1 – Розрахункові дані мережі

№ ПЛ	I_l , А;	l_l , км	F , мм ²	$\cos \varphi$	$T_{\max}$, год
ПЛ 1	30	10	35	0,88	3000
ПЛ 2	40	8	50	0,85	3000
ПЛ 3	34	7	35	0,87	3000

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатках Б та В.

1. За літературними джерелами для часу використання максимального навантаження $T_{\max}$, год, визначаємо час максимальних втрат τ , год.

Для $T_{\max} = 3000$ год; $\tau = 1500$ год (таблиця В.3).

2. За літературними джерелами визначаємо питомий опір проводів повітряної лінії (таблиця Б.1):

$r_{01} = 0,83$ Ом/км; $r_{02} = 0,58$ Ом/км; $r_{03} = 0,83$ Ом/км.

3. Визначаємо втрати електричної енергії в повітряних лініях:

$$\Delta W_l = 3r_l \cdot I_{\max l}^2 \cdot \tau.$$

$$\Delta W_{ПЛ1} = 3 \cdot (0,83 \cdot 10) \cdot 30^2 \cdot 1500 = 33615000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 33615,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{ПЛ2} = 3 \cdot (0,58 \cdot 8) \cdot 40^2 \cdot 1500 = 33408000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 33408,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{ПЛ3} = 3 \cdot (0,83 \cdot 7) \cdot 34^2 \cdot 1500 = 30223620 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 30223,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

4. Визначаємо сумарні втрати енергії в повітряних лініях:

$$\Delta W_{\Sigma ПЛ} = \sum \Delta W_{ПЛ i}.$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{ПЛ}} = 33615,0 + 33408,0 + 30223,6 = 97246,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

5. Визначаємо втрати електричної енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{мн}} \left(\frac{S_{\text{мах тр}}}{S_{\text{нтр}}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760;$$

$$\Delta P_{\text{м.н.}} = 18,0 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{н.х}} = 3,4 \text{ кВт (таблиця В.1);}$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{1}{2} \cdot 16,5 \cdot \left(\frac{1,6 \cdot 0,9}{1,6} \right)^2 \cdot 1500 + 2 \cdot 3,4 \cdot 8760 = 69591,8 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

6. Визначаємо сумарні втрати енергій в системі електропостачання:

$$\Delta W_{\Sigma \text{СЕ}} = \Delta W_{\Sigma \text{ПЛ}} + \Delta W_{\text{тр}};$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{СЕ}} = 97246,6 + 69591,8 = 166838,4 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

ЗАДАЧА 4.2

Район за ожеледдю – III, $\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$. Навантаження ($P_{\text{д}}/P_{\text{в}}$, кВт), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{\text{д}}/\cos \varphi_{\text{в}}$) та довжини ділянок лінії (l , м) наведені на розрахунковій схемі лінії (рисунок 4.7). Вибрати переріз проводів ПЛ 0,38 кВ методом економічних інтервалів.

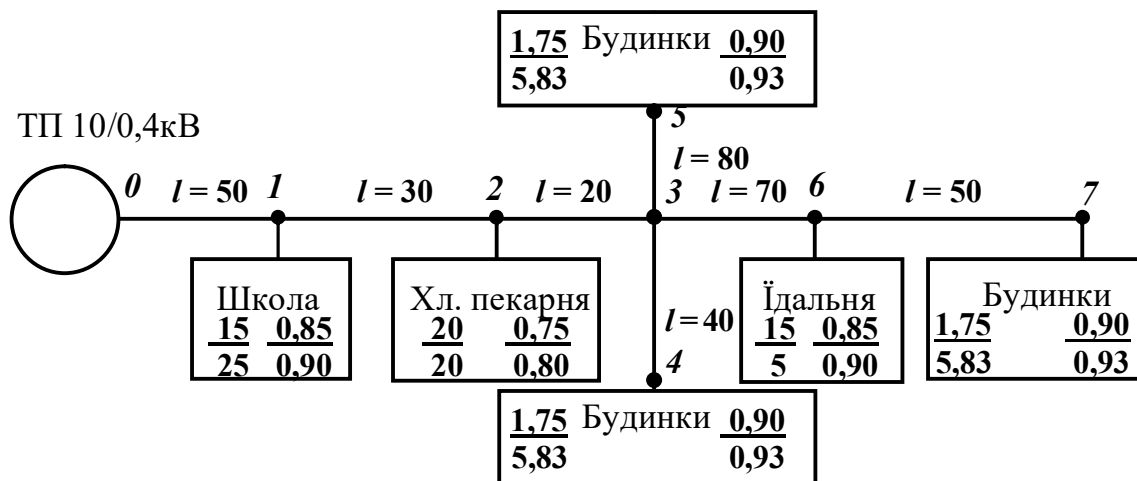


Рисунок 4.7 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатках Б та В.

1. Розраховуємо повне розрахункове навантаження окремих ділянок повітряної лінії ($S_{\text{р.д.}}, S_{\text{р.в.}}$) (приймаємо із задачі 2.1, тема 2).

2. Визначаємо розрахунковий максимум навантаження. Для цього визначаємо денний та вечірній моменти навантаження лінії (таблиця 4.2):

$$M_{\text{н.д.}} = \sum S_{\text{р.д}i} \cdot l_i; \quad M_{\text{н.в.}} = \sum S_{\text{р.в}i} \cdot l_i.$$

Таблиця 4.2 – Визначення розрахункового максимуму навантаження

Ділянка	$S_{p.д.},$ кВА	$S_{p.в.},$ кВА	$l,$ м	$M_{н.д.},$ кВА·м	$M_{н.в.},$ кВА·м	Примітки
7-6	1,94	6,27	50	97,0	313,5	За розрахункове приймаємо вечірнє навантаження лінії (5667,8 > 5634,8)
6-3	18,66	9,59	70	1306,2	671,3	
5-3	1,94	6,27	80	155,2	501,6	
4-3	1,94	6,27	40	77,6	250,8	
3-2	20,86	17,21	20	417,2	344,0	
2-1	38,17	34,53	30	1145,1	1035,9	
1-0	48,73	51,01	50	2436,5	2550,5	
Разом:				5634,8	5667,8	

За розрахунковий приймаємо вечірній максимум навантаження лінії, так як $M_{н.в} = 5667,8 > M_{н.д} = 5634,8$.

3. Коефіцієнт динаміки зростання навантаження $\kappa_{\partial} = 0,7$.

4. Еквівалентна потужність на ділянках лінії:

$$S_{екв} = \kappa_{\partial} \cdot S_p.$$

$$S_{екв7-6} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА};$$

$$S_{екв6-3} = 0,7 \cdot 9,59 = 6,71 \text{ кВА};$$

$$S_{екв5-3} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА};$$

$$S_{екв4-3} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА};$$

$$S_{екв3-2} = 0,7 \cdot 17,20 = 12,04 \text{ кВА};$$

$$S_{екв2-1} = 0,7 \cdot 34,53 = 24,17 \text{ кВА};$$

$$S_{екв1-0} = 0,7 \cdot 51,01 = 35,71 \text{ кВА}.$$

5. За еквівалентною потужністю для III-го району за ожеледдю ($b = 19$ мм) вибираємо «основний» переріз проводів на ділянках лінії (таблиця В.6).

Для ділянок 7-6, 6-3, 5-3 та 3-2 вибираємо алюмінієвий провід марки А 25; для ділянки 2-1 – А35; для ділянки 1-0 – А50 (таблиця В.6).

6. Фактична втрата напруги в проводі на ділянках повітряної лінії:

$$\Delta U_{факт} = \beta \cdot S_p \cdot l \leq \Delta U_{доп}. (\beta \text{ із таблиці В.7}).$$

$$\Delta U_{факт 7-6} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 50 = 0,28\%.$$

$$\Delta U_{факт 6-3} = 0,00088 \cdot 9,59 \cdot 70 = 0,59\%.$$

$$\Delta U_{факт 5-3} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 80 = 0,44\%.$$

$$\Delta U_{факт 4-3} = 0,00088 \cdot 6,27 \cdot 40 = 0,22\%.$$

$$\Delta U_{факт 3-2} = 0,00088 \cdot 17,21 \cdot 20 = 0,3\%.$$

$$\Delta U_{факт 2-1} = 0,00067 \cdot 34,53 \cdot 30 = 0,69\%.$$

$$\Delta U_{факт 1-0} = 0,00049 \cdot 51,01 \cdot 50 = 1,25\%.$$

Результати вибору перерізу проводів для ділянок лінії наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вибір проводів повітряної лінії 0,38 кВ

Ділянка	$S_{p.v.},$ кВА	K_{∂}	$S_{екв},$ кВА	$l_{л},$ м	$F_{осн},$ мм ²	Втрата напруги			$F_{кінц},$ мм ²
						Питома (β), % / кВА·м	на ділянці, %	від ТП, %	
7-6	6,27	0,7	4,39	50	A25	0,00088	0,28	3,11	A25
6-3	9,59	0,7	6,71	70	A25	0,00088	0,59	2,83	A25
5-3	6,27	0,7	4,39	80	A25	0,00088	0,44	2,68	A25
4-3	6,27	0,7	4,39	40	A25	0,00088	0,22	2,46	A25
3-2	17,21	0,7	12,04	70	A25	0,00088	0,3	2,24	A25
2-1	34,53	0,7	24,17	50	A35	0,00067	0,69	1,94	A35
1-0	51,01	0,7	35,71	50	A50	0,00049	1,25	1,25	A50

7. Втрата напруги від ТП до споживача.

До найбільш віддаленого споживача в точці 7 (будинки):

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 1,25 + 0,69 + 0,30 + 0,59 + 0,28 = 3,11\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 3,11\% < \Delta U_{\text{дон}} = 5\% \cdot \sqrt{a^2 + b^2}$$

Умова виконується.

До встановлення приймаємо провід вибраного перерізу (таблиця 4.3).

Запитання для самоконтролю

1. Куди ідуть втрати потужності у провіднику при протіканні по ньому електричного струму?
2. Що таке час максимальних втрат?
3. Від чого залежать втрати електричної енергії в лінії?
4. Від чого залежать втрати електричної енергії в трансформаторах?
5. Що означає поняття «втрати потужності в міді» трансформатора?
6. Що означає поняття «втрати потужності в сталі» трансформатора?
7. Що таке метод строку окупності? Де його застосовують?
8. Що таке приведені витрати на передавання і розподіл електричної енергії?
9. Як визначається вартість втрат електричної енергії?
10. Як визначається прибуток підприємства від транспортування (передавання) електричної енергії?

11. Як визначається термін окупності капітальних вкладень в систему електропостачання?
12. Коли приведені витрати на передачу електричної енергії будуть мінімальними?
13. Що таке економічна густина струму?
14. Як вибирають переріз проводу за економічною густиною струму?
15. Які мережі згідно із ПУЕ не розраховуються за економічною густиною струму?
16. Як визначається еквівалентний струм в лінії?
17. Що таке економічний інтервал навантаження?
18. Алгоритм визначення перерізу проводів в лініях 0,38...10 кВ методом економічних інтервалів.
19. Що таке «основний» та «додатковий» переріз проводів?
20. За якими показниками перевіряють вибрані перерізи проводів методом економічних інтервалів?

ТЕМА 5

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ

5.1 Допустиме навантаження на проводи та кабелі

При протіканні по проводу електричного струму в ньому виділяється теплота. За законом Джоуля-Ленца кількість теплоти, що виділяється в провіднику Q , Дж (Вт с), визначається за виразом [11-14]:

$$Q = I^2 \cdot r \cdot \tau, \quad (5.1)$$

де I – сила струму, що протікає по провіднику, А;
 r – активний опір проводу, Ом;
 τ – тривалість проходження струму (час), год.

Провід нагрівається струмом, що протікає по ньому, до температури, при якій кількість теплоти, яку отримує провід дорівнює кількості теплоти, яка віддається його поверхнею у навколишнє середовище.

Втрати теплоти (охолодження) голими або ізольованими проводами та кабелями, що прокладені на повітрі відбуваються за рахунок таких фізичних явищ: конвекції (теплого руху повітря навколо проводу), променевого теплообміну та теплопровідності повітря.

У кабелів, які прокладені безпосередньо в землі відведення теплоти відбувається лише за рахунок теплопровідності ґрунту.

Для неізольованих проводів ліній електропередавання максимально допустима температура проводу $t_{дон}$ не повинна перевищувати $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Це пояснюється необхідністю створення надійних контактних з'єднань. При підвищенні температури проводу прискорюються процеси окислення на його поверхні, що веде до збільшення опору в місці контакту (з'єднання), і як наслідок, до збільшення теплоти, що виділяється в ньому. Температура в місці з'єднання зростає, прискорюється окислення і т. д. – до повного руйнування проводу в місці з'єднання.

Для неізольованих проводів, що прокладені всередині приміщень, максимально допустима температура проводу $t_{дон}$ також не повинна перевищувати $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Це пояснюється необхідністю забезпечити пожежну безпеку та виключити неприємні та шкідливі запахи, що утворюються внаслідок сухої перегонки технологічного пилу, що осідає на проводи.

Тепловий процес в ізольованих проводах і кабелях проходить аналогічно до процесу в голих проводах, але ізоляція змінює умови охолодження проводу – створює додатковий тепловий опір, але при цьому збільшується поверхня охолодження.

Максимально допустима температура $t_{дон}$ для ізольованих проводів з ізоляцією із різних матеріалів має наступні значення [11, 15]:

- 55 °С – для проводів із звичайною гумовою ізоляцією;
- 65 °С – для проводів із гумовою теплостійкою ізоляцією;
- 70 °С – для проводів із полівінілхлоридною ізоляцією;
- 70 °С – для самоутримних проводів з ізоляцією із зшитого поліетилену.

Максимально допустима температура $t_{дон}$ для кабелів із паперовою ізоляцією в металевій (свинцевій або алюмінієвій) оболонці:

- 80 °С – при напрузі 3 кВ;
- 65 °С – при напрузі 6 кВ;
- 60 °С – при напрузі 10 кВ;
- 50 °С – при напрузі 20 та 35 кВ.

При роботі електричної мережі температура проводу або кабелю не повинна перевищувати встановлених значень. Тому при виборі перерізу проводів за допустимим нагріванням основною задачею є визначення величини струму, який можна пропустити через провід при заданих умовах, так щоб його температура не перевищила допустимих значень.

Для розрахунку проводів за допустимим нагріванням, крім максимально допустимої температури проводу $t_{дон}$ необхідно також знати температуру повітря $t_{0.п}$ або ґрунту $t_{0.г}$.

За розрахункову температуру t_0 ($t_{0.п}$ або $t_{0.г}$) приймають середньомісячну температуру оточуючого середовища о 13⁰⁰ самого спекотного місяця року. Для проводів, що прокладені всередині приміщень, за розрахункову приймають максимальну середньомісячну температуру повітря в приміщенні.

Згідно із (5.1), при проходженні електричного струму по проводу в ньому виділяється певна кількість теплоти Q . В цей же час, із поверхні проводу в середовище, що його оточує виділяється (розсіюється) теплота Q' , Дж, яка визначається за виразом:

$$Q' = c S (t - t_0) \tau, \quad (5.2)$$

де c – коефіцієнт теплової віддачі поверхні проводу, Вт/(м² · °С);

S – площа поверхні проводу, м²;

t_0 – температура середовища, що оточує провід, °С;

t – температура поверхні проводу, °С

τ – час протікання струму, години.

У випадку, коли температура проводу встановилася, кількість теплоти, яка виділяється в проводі, дорівнює кількості теплоти, що віддається у середовище, що його оточує, тобто

$$Q = Q', \quad (5.3)$$

або

$$I^2 \cdot r \cdot \tau = c \cdot S(t - t_o) \cdot \tau. \quad (5.4)$$

Із виразу (5.4) можемо виразити квадрат струму:

$$I^2 = \frac{c \cdot S(t - t_o)}{r}. \quad (5.5)$$

Відомо, що площа поверхні проводу визначається за виразом:

$$S = \pi \cdot d \cdot l, \quad (5.6)$$

а опір проводу певної довжини та діаметру визначається за виразом:

$$r = \frac{l}{\gamma \cdot F} = \frac{4l}{\gamma \cdot \pi \cdot d^2}, \quad (5.7)$$

де l – довжина проводу, м;
 γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м
 F – переріз проводу, м²;
 d – діаметр проводу, м.

Тоді вираз (5.5) прийме вигляд:

$$I^2 = \frac{c \cdot \pi^2 \cdot d^3 \cdot \gamma \cdot (t - t_o)}{4}. \quad (5.8)$$

$$I = I_{don} = \frac{\pi}{2} \sqrt{c \gamma d^3 (t - t_o)}. \quad (5.9)$$

Із виразу (5.9) можна зробити висновок, що струм $I = I_{don}$, протікаючи по проводу, при заданих параметрах проводу і навколишнього середовища, не нагріває його вище допустимої максимальної температури t .

На основі виразу (5.9) в ПУЕ наведено таблиці допустимих струмів для проводів різного перерізу (додаток Г). Вказані таблиці складені для відповідних температур повітря і ґрунту [15]:

$t_{o.п} = 25^\circ\text{C}$ – для повітря;

$t_{o.г} = 15^\circ\text{C}$ – для ґрунту.

Вираз (5.9) можна використовувати для визначення величин при переході до інших умов роботи проводу.

Допустимий струм, який наведено в таблицях ПУЕ необхідно привести до реальних умов (до реальної температури) [15]. Для цієї мети використовують поправочний температурний коефіцієнт.

$$I_{\text{доп.табл}} = \frac{\pi}{2} \sqrt{c \gamma d^3 (t - 25^0)}. \quad (5.10)$$

Якщо розділити (5.9) на (5.10) отримаємо:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot \sqrt{\frac{(t - t_0)}{(t - 25^0)}}, \quad (5.11)$$

або

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_t, \quad (5.12)$$

де k_t – поправочний температурний коефіцієнт.

Коефіцієнт k_t також приймається за таблицями ПУЕ, гл. 1.3 [15], (додаток Г).

$$k_t = \sqrt{\frac{(t - t_0)}{(t - 25^0)}} - \text{для повітря}; \quad k_t = \sqrt{\frac{(t - t_0)}{(t - 15^0)}} - \text{для ґрунту}.$$

Користуючись виразом (5.9) можна визначати $I_{\text{доп}}$ для інших умовах, які відрізняються від розглянутих (інший матеріал проводу, інша температура та ін.).

Із збільшенням перерізу проводу зменшується допустима густина струму $J_{\text{доп}}$ в провіднику. Це пояснюється тим, що при збільшенні діаметра проводу переріз зростає пропорційно квадрату діаметра ($F = \pi \cdot d^2 / 4$), а його поверхня збільшується пропорційно першому степеню діаметра ($S = \pi \cdot d \cdot l$). Тобто із збільшенням діаметра проводу, поверхня, що приходить на одиницю перерізу, зменшується, відповідно, погіршуються умови охолодження проводу. У зв'язку із цим, іноді доцільно прокладати замість одного проводу два із сумарним перерізом меншим, ніж переріз одного проводу.

Для повітряних ліній електропередачі дуже рідко вибирають переріз проводів за допустимим нагріванням. В цьому випадку їх вибирають за допустимою втратою напруги або за економічною густиною струму.

Під час експлуатації електричних мереж можливі порушення нормального режиму роботи, що ведуть до збільшення струму. При короткому замиканні або при перевантаженні, проводка повинна автоматично відключатися, інакше може загорітися ізоляція. Для автоматичного відключення проводки при перевищенні встановлених значень струму застосовують апарати захисту – плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі та ін.

Якщо проводка захищена запобіжниками або автоматичними вимикачами (автоматами), то розрахунок електричної мережі починають з вибору апаратів захисту.

5.2 Вибір плавких запобіжників та автоматичних вимикачів

Вибір плавких запобіжників.

Плавкий запобіжник – найпростіший апарат захисту, який в загальному вигляді складається із корпусу, плавкої вставки та контактної системи [3,11-14].

При короткому замиканні в мережі плавка вставка запобіжника перегорє практично миттєво. Але разом із тим, плавкий запобіжник є дуже недосконалим апаратом – тривалість перегорання плавкої вставки при перевантаженні залежить від сили струму перевантаження. При струмах, які в 2,5...3 рази більші від номінального, плавка вставка перегорє за 8...10 секунд, а при струмах в 1,5 рази більших від номінального – за 1 годину, при струмах в 1,2 рази більше номінального – плавка вставка може не перегоряти тривалий час (рисунок 5.1).

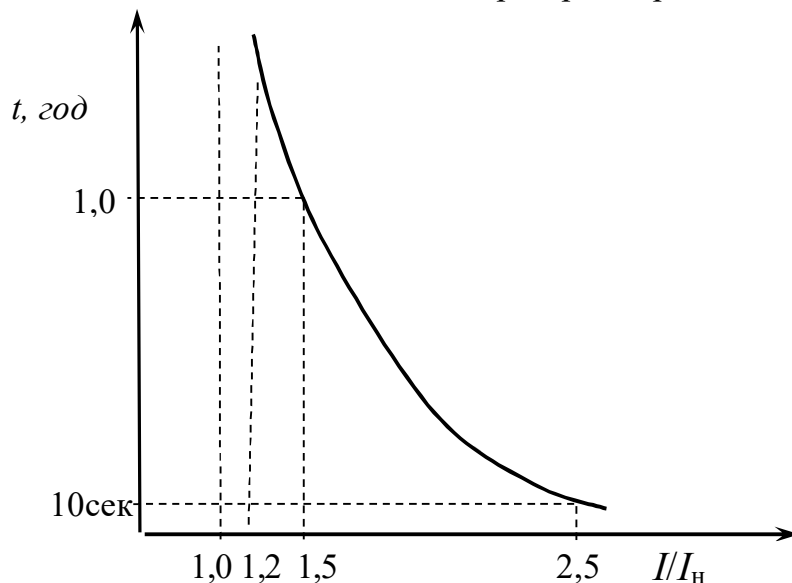


Рисунок 5.1 – Захисна характеристика плавкого запобіжника

Запобіжником із плавкою вставкою можуть захищатися як один споживач електричної енергії так і група споживачів.

Плавкі запобіжники вибирають за наступними параметрами.

1. За типом запобіжника.
2. За номінальною напругою запобіжника:

$$U_{н.зап} \geq U_{н.мер}, \quad (5.13)$$

де $U_{н.мер}$ – номінальна напруга мережі, В.

3. За номінальним струмом запобіжника:

$$I_{н.зап} \geq I_p. \quad (5.14)$$

де I_p – тривалий робочий струм лінії, А.

4. За номінальним струмом плавкої вставки:

1) струм плавкої вставки запобіжника ($I_{н.в}$) для захисту окремого струмоприймача вибирається більшим із двох умов:

– **умова 1:**

$$I_{н.в} \geq I_p; \quad (5.15)$$

а) для електродвигуна:

$$I_p = \kappa_з \cdot I_n = \kappa_з \cdot \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n}, \quad (5.16)$$

де $\kappa_з$ – коефіцієнт завантаження електродвигуна;

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi_n$ – коефіцієнт потужності при номінальному завантаженні;

η_n – номінальний коефіцієнт корисної дії (к.к.д.) електродвигуна;

б) для освітлювального навантаження:

$$I_p = \frac{P_l}{\sqrt{3} U_n}, \quad (5.17)$$

де P_l – освітлювальне навантаження лінії, кВт.

– **умова 2:**

$$I_{н.в} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}, \quad (5.18)$$

де $I_{\max}$ – максимальний струм лінії обумовлений запуском електродвигуна, А;

α – коефіцієнт, що враховує умови пуску електродвигунів; $\alpha = 2,5$

– при легкому пуску (5...10 с), $\alpha = 1,6...2,0$ – при тяжкому пуску електродвигуна (до 40 с).

Максимальний струм лінії, що живить один електродвигун:

$$I_{\max} = I_{\text{пуск}} = \kappa_i \cdot I_n, \quad (5.19)$$

де κ_i – кратність пускового струму електродвигуна.

2) для мережі, яка живить групу струмоприймачів *умова 1* (5.15) та *умова 2* (5.18) записуються так:

– *умова 1*:

$$I_{н.г} \geq k_0 \cdot \sum I_{pi}, \quad (5.20)$$

де k_0 – коефіцієнт одночасності.

– *умова 2*:

Для групи струмоприймачів, серед яких є електродвигуни максимальний струм лінії визначається за виразом:

$$I_{\max} = k_0 \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{пуск1}, \quad (5.21)$$

де $I_{пуск1}$ – пусковий струм одного електродвигуна, під час пуску якого максимальний струм в лінії буде найбільшим, А;

$\sum I_{p(n-1)}$ – сума тривалих робочих струмів інших споживачів, без врахування електродвигуна із найбільшим пусковим струмом, А.

Тоді

$$I_{н.г} \geq \frac{k_0 \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{пуск1}}{\alpha}. \quad (5.22)$$

Умова селективності: необхідно, щоб номінальний струм плавкої вставки кожного наступного запобіжника (в напрямку до джерела живлення) був на один (два) ступеня більшим від номінального струму плавкої вставки попереднього запобіжника. Тобто, для забезпечення вибірковості дії запобіжників необхідно, щоб при порушенні нормального режиму перегорів найближчий до місця пошкодження запобіжник.

Вибір автоматичних вимикачів.

Автоматичний вимикач вибирають за наступними параметрами [3, 11-13].

1. За типом автомата.
2. За номінальною напругою автомата:

$$U_{н.авт} \geq U_{н.мер}. \quad (5.23)$$

3. За номінальним струмом автомата:

$$I_{н.авт} \geq I_p. \quad (5.24)$$

4. За номінальним струмом теплового розчіплювача автомата:
– для мережі, яка живить одного споживача:

$$I_{н.т.р.} \geq 1,25 I_p; \quad (5.25)$$

– для мережі, яка живить групу струмоприймачів:

$$I_{н.т.р.} \geq 1,25 k_0 \cdot \sum I_{pi} , \quad (5.26)$$

5. За струмом спрацювання електромагнітного розчіплювача (відсічки):

$$I_{с.ем.р.} \geq 1,25 I_{max} . \quad (5.27)$$

I_{max} визначається за формулами (5.19) або (5.21).

$$I_{с.ем.р.} = k_{відс} I_{н.т.р.} \quad (5.28)$$

де $k_{відс}$ – кратність відсічки (паспортна характеристика).

5.3 Вибір перерізу проводів за допустимим нагріванням

Вибір перерізу проводів для електричних мереж, що захищаються плавкими запобіжниками.

Після того, як визначили номінальний струм плавкої вставки запобіжника вибирають відповідний йому переріз проводу. Вибір перерізу проводу залежить від того чи буде він захищатися плавкою вставкою лише від к.з., чи й від перевантаження також.

Від коротких замикань необхідно захищати всі електричні мережі [3, 11-15].

Від перевантаження необхідно захищати:

- всі мережі у вибухонебезпечних приміщеннях;
- освітлювальні мережі в житлових та суспільних приміщеннях, в торгових та службово-побутових приміщеннях виробничих підприємств та в пожежонебезпечних зонах;
- мережі будь-якого призначення, що виконані проводами із горючою ізоляцією, які прокладені відкрито;
- силові мережі промислових підприємств, житлових, громадських і торговельних приміщень, в яких за умовами технологічного процесу або режиму роботи можуть виникнути тривалі перевантаження.

• Якщо мережу необхідно захистити від короткого замикання та перевантаження, тоді:

– допустимий струм проводів із полівінілхлоридною, гумовою та аналогічною ізоляцією визначається за виразом:

$$I_{дон} \geq 1,25 \cdot I_{н.в} , \quad (5.29)$$

де $I_{дон}$ – допустимий струм проводу, А;

– допустимий струм кабелів з паперовою ізоляцією:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.в}}. \quad (5.30)$$

- Якщо проводку необхідно захищати лише від струмів к.з., тоді:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot I_{\text{н.в}}. \quad (5.31)$$

За значенням допустимого розрахункового струму та способу прокладки проводу за таблицями ПУЕ визначають значення допустимого табличного струму та відповідний йому стандартний переріз проводу або кабелю.

Вибраний провід перевіряють за тривалим робочим струмом:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп табл}} k_t \geq I_p, \quad (5.32)$$

де k_t – поправочний температурний коефіцієнт.

Переріз нульового проводу повинен становити не менше 50% від перерізу фазного проводу (може бути меншим на один ступінь).

Вибір перерізу проводів для мереж, що захищаються автоматичними вимикачами.

Після того, як визначили номінальний струм та тип розчіплювача автоматичного вимикача вибирають відповідний йому переріз проводу. Вибір перерізу проводу, як і у випадку із запобіжниками, залежить від того чи буде захищатися мережа лише від к.з., чи й від перевантаження також.

- При захисті проводки від перенавантажень та к.з. згідно із ПУЕ необхідно виконувати наступні умови:

1) при захисті мережі автоматами, які мають лише електромагнітний розчіплювач, допустимий струм проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією визначають за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{у.а}}, \quad (5.33)$$

де $I_{\text{у.а}}$ – струм уставки (розчіплювача) автоматичного вимикача, А.

2) при захисті мережі автоматами, які мають лише електромагнітний розчіплювач і працюють у вибухобезпечних виробничих приміщеннях, допустимий струм проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією допускається визначати за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{у.а}}. \quad (5.34)$$

Умову (5.34) необхідно також виконувати у наступних випадках:

– для кабелів з паперовою ізоляцією, які захищаються автоматами лише із електромагнітним розчіплювачем;

– для провідників усіх марок при використанні вимикачів з нерегульованими тепловими розчіплювачами, з відсічкою або без неї;

– для проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією з вимикачами які мають регульований тепловий розчіплювач.

3) для кабелів із паперовою ізоляцією та ізоляцією із вулканізованого поліетилену, які захищаються вимикачами із регульованим тепловим розчіплювачем допустимий струм визначають за умовою:

$$I_{\text{доп}} = 0,8 I_{y.a}. \quad (5.35)$$

На відгалуженнях до електродвигунів із короткозамкненим ротором у вибухобезпечних зонах необхідно виконувати умову:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{н.дв}, \quad (5.36)$$

а у вибухонебезпечних зонах:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{н.дв}. \quad (5.37)$$

• Якщо проводку необхідно захищати тільки від к.з., то допустимий струм проводів визначають за наступними умовами:

1) для автоматів з тепловим не регульованим розчіплювачем:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{н.т.р.}; \quad (5.38)$$

2) для автоматів із тепловими регульованим розчіплювачем:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,8 \cdot I_{н.т.р.}; \quad (5.39)$$

3) для автоматів які мають лише електромагнітний розчіплювач:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,22 \cdot I_{с.е.м.р.}, \quad (5.40)$$

Вибраний переріз проводів повинен задовольняти наступні умови (5.32):

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп табл}} k_t \geq I_p.$$

Для відгалужень до електродвигунів:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{н.дв}, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп табл}} k_t \geq I_{н.дв}.$$

Вибрані захисні апарати повинні бути перевірені за умовами надійності спрацювання (чутливості) за наступними співвідношеннями.

Для плавких запобіжників та автоматів із тепловими розчіплювачами:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.в}} \geq 3, \quad \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.т.р.}} \geq 3. \quad (5.41)$$

де $I_{\kappa}^{(1)}$ – струм однофазного короткого замикання в кінці лінії, що захищається, А.

Для автоматів з електромагнітними розчіплювачами:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{с.ем.р.}} \geq 1,25 \dots 1,4, \quad (5.42)$$

1,25 – для автоматів із $I_{н.авт} > 100$ А;

1,4 – для автоматів із $I_{н.авт} \leq 100$ А.

Приклади розрахунків за темою 5

ЗАДАЧА 5.1

В майстерні встановлені електродвигуни та освітлювальні установки. За технологією можливе перевантаження двигуна М1. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 5.2) прокладена кабелем з паперовою ізоляцією в каналі при $t_{01} = 20$ °С. На інших ділянках проводка виконана проводом АПВ в трубах. Освітлювальне навантаження та електродвигун М2 захищені плавкими запобіжниками FU1...FU3 та FU4...FU6, інші споживачі – автоматами QF1, QF2. Температура в приміщенні майстерні $t_{02} = 30$ °С. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ прийняти рівним 0,9. Параметри споживачів електроенергії наведені в таблиці 5.1.

Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

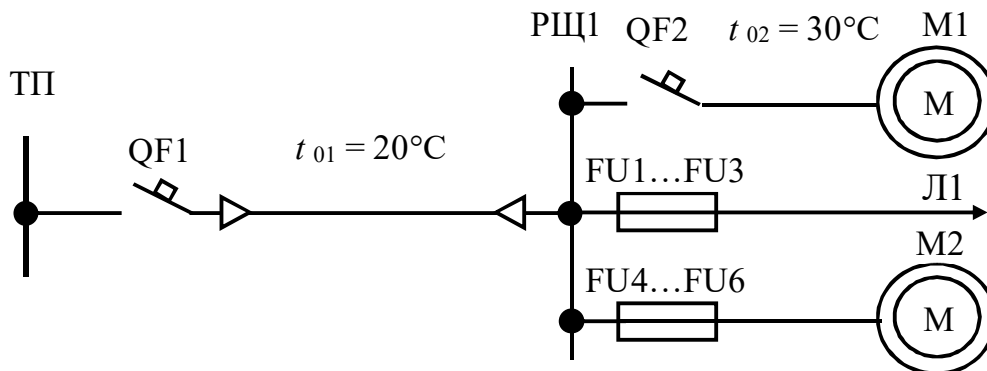


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 5.1 – Параметри споживачів електричної енергії

Параметр	Споживач		
	М1	М2	Л1
P_n , кВт	55,0	15,0	11,0
Тип	фазний ротор	к.з. ротор	-
κ_i	1,5	7,0	1,0
η_n	0,84	0,89	1,0
$\cos \varphi_n$	0,88	0,9	1,0
κ_3	0,85	1,0	1,0

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку Г.

Ділянка мережі РЩ1-М1:

1) визначаємо номінальний струм електродвигуна М1:

$$I_{н.дв} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta_n \cdot \cos \varphi_n}; \quad I_{н.дв} = \frac{55,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,84 \cdot 0,88} = 113,2 \text{ А};$$

2) робочий (розрахунковий) струм лінії:

$$I_p = \kappa_3 \cdot I_{н.дв}; \quad I_p = 0,85 \cdot 113,2 = 96,2 \text{ А};$$

3) вибираємо тип автоматичного вимикача (таблиця Г.15): ВА51.

4) номінальна напруга автомата:

$$U_{н.авт} \geq U_{н.мер}; \quad U_{н.авт} = 660 \text{ В}; \quad 660 > 380;$$

5) номінальний струм автомата:

$$I_{н.авт} > I_p; \quad I_{н.авт} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 96,2;$$

6) номінальний струм теплового розчіплювача:

– умова 1:

$$I_{н.т.р.} \geq I_p; \quad I_{н.т.р.} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 96,2;$$

– умова 2:

$$I_{н.т.р.} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}; \quad I_{н.т.р.} = 80 \text{ А}; \quad 80 > \frac{169,8}{2,5} = 67,9.$$

$$I_{\max} = \kappa_i \cdot I_n; \quad I_{\max} = 1,5 \cdot 113,2 = 169,8 \text{ А};$$

– остаточно приймаємо $I_{н.т.р.} = 100 \text{ А}$ (за умовою 1);

7) струм спрацювання електромагнітного розчіплювача:

$$I_{с.ем.р.} \geq 1,25 \cdot I_{\max}; \quad I_{с.ем.р.} = \kappa_{відс} \cdot I_{н.т.р.};$$

$$I_{с.ем.р.} = 7 \cdot 100 = 700 \text{ А}; \quad 700 > (1,25 \cdot 169,8) = 212,3;$$

8) допустимий струм для проводу АПВ (три одножильних проводи прокладені в трубі) при захисті від к.з. та перевантаження:

$$I_{дон} \geq I_{y.a}; \quad I_{дон} \geq 100 \text{ А};$$

$$F = 50 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 130 \text{ А. (таблиця Г.2).}$$

9) вибраний переріз проводу необхідно перевірити за умовою:

$$I_{\text{доп.табл}} \cdot k_t \geq I_{\text{н.дов.}};$$

для проводу АПВ $t = 70^\circ \text{C}$; при температурі повітря $t_0 = 30^\circ \text{C}$, $k_t = 0,94$ (таблиця Г.9), тоді: $0,94 \cdot 130 = 122,2 > 113,2 \text{ А}$ – умова виконується.

На ділянці РЩ1-М1 приймаємо до встановлення автоматичний вимикач ВА51-31-34. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×50, прокладеним в трубі.

Ділянка мережі РЩ1-М2:

$$1) \quad I_{\text{н.дов}} = \frac{15,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,89 \cdot 0,9} = 28,5 \text{ А};$$

$$2) \quad I_p = 1,0 \cdot 28,5 = 28,5 \text{ А};$$

3) приймаємо запобіжник типу ПН2-100;

$$4) \quad U_{\text{н.зан}} = 380 \text{ В}; \quad 380 = 380;$$

$$5) \quad I_{\text{н.зан}} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 28,5;$$

$$6) \quad I_\epsilon \geq 28,5 \text{ А (умова 1);}$$

$$I_\epsilon \geq \frac{7 \cdot 28,5}{2,5} = 79,8 \text{ А (умова 2);}$$

$$7) \quad \text{приймаємо } I_\epsilon = 80 \text{ А}; \quad 80 > 79,8;$$

$$8) \quad I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot I_\epsilon; \quad I_{\text{доп}} \geq 0,33 \cdot 80 = 26,4 \text{ А};$$

$$F = 4 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 28,0 \text{ А}; \quad k_t = 0,94;$$

$0,94 \cdot 28,0 = 25,5 < I_{\text{н.дов}} = 28,5 \text{ А}$ – умова не виконується, приймаємо провід більшого перерізу та знову виконуємо перевірку:

$$F = 6 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп.табл}} = 32,0 \text{ А}; \quad k_t = 0,94;$$

$$0,94 \cdot 32,0 = 30,1 > 28,5 \text{ – умова виконується.}$$

На ділянці РЩ1-М2 приймаємо до встановлення запобіжники ПН2-100, $I_\epsilon = 80 \text{ А}$. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×6, прокладеним в трубі.

Ділянка РЩ1-Л1:

$$1) \quad I_n = \frac{11,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 16,7 \text{ А};$$

$$2) \quad I_n = I_p = 16,7;$$

3) приймаємо запобіжник типу НПН2 (таблиця Г.14);

- 4) $U_{н.зан} = 500 \text{ В}; \quad 500 > 380;$
- 5) $I_{н.зан} = 63 \text{ А}; \quad 63 > 16,7;$
- 6) $I_{\epsilon} = 20 \text{ А}; \quad 20 > 16,7;$
- 7) $I_{дон} = 1,25 \cdot I_{\epsilon}; \quad I_{дон} \geq 1,25 \cdot 20 = 25,0 \text{ А};$

$$F = 5 \text{ мм}^2; \quad I_{дон.табл} = 27 \text{ А}; \quad k_t = 0,94;$$

$$0,94 \cdot 27,0 = 25,4 > 16,7 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Остаточню на ділянці РЩ1-Л1 приймаємо до встановлення запобіжники НПН2, $I_{н.зан} = 63 \text{ А}, I_{\epsilon} = 20 \text{ А}$. Лінію виконуємо проводом АПВ 4×5, прокладеним в трубі.

Ділянка мережі ТП-РЩ1:

- 1) $I_p = k_o \cdot \sum I_p; \quad I_p = 0,9 \cdot (96,1 + 28,5 + 16,7) = 127,2 \text{ А};$
- 2) $I_{\max} = \sum I_{p(n-1)} + I_{пуск}; \quad I_{\max} = (28,5 + 16,7) + 1,5 \cdot 113,2 = 215,0 \text{ А};$
- 3) Приймаємо автомат ВА51.

- 4) $U_{н.авт} = 660 \text{ В}; \quad 660 > 380;$
- 5) $I_{н.авт} = 160 \text{ А}; \quad 160 > 127,2;$
- 6) $I_{н.т.р.} = 125 \text{ А}; \quad 160 > 127,2 \text{ (умова 1)};$
- $$I_{н.т.р.} = 100 \text{ А}; \quad 100 > \frac{215,0}{2,5} = 86,0 \text{ (умова 2)};$$

приймаємо $I_{н.т.р.} = 125 \text{ А};$

- 7) $I_{с.ем.р.} = 10 \cdot I_{н.т.р.}; \quad I_{с.ем.р.} = 10 \cdot 160 = 1600 \text{ А};$
- $$I_{с.ем.р.} \geq 1,25 \cdot I_{\max}; \quad 1600 > 1,25 \cdot 215,0 = 268,8;$$
- 8) $I_{дон} \geq I_{н.т.р.}; \quad I_{дон} \geq 160 \text{ А.}$
- $$F = 50 \text{ мм}^2; \quad I_{дон.табл} = 180 \text{ А}; \quad k_t = 1,04;$$

$$1,04 \cdot 180 = 187,2 > 127,2 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Остаточню на ділянці ТП-РЩ1 приймаємо до встановлення автоматичний вимикач ВА51-33-34. Лінію виконуємо кабелем СБ 3×50 + 1×35, який прокладено в каналі.

Запитання для самоконтролю

1. Які допустимі температури нагрівання голих та ізольованих проводів?
2. Які допустимі температури нагрівання кабелів з паперовою ізоляцією при різних класах напруги?
3. Чим обмежується температура нагрівання проводів?
4. За рахунок чого теплота з поверхні проводу передається в оточуюче середовище.
5. За якими умовами вибираються плавкі запобіжники?
6. За якими умовами вибираються плавкі вставки запобіжників?
7. За якими умовами вибираються автоматичні вимикачі?
8. За якими умовами вибираються розчіплювачі автоматичних вимикачів?
9. Як враховується пусковий струм електродвигунів при виборі апаратів захисту?
10. Як вибирається переріз проводів, що захищаються плавкими запобіжниками за допустимим нагріванням?
11. Як вибирається переріз проводів, що захищаються автоматичними вимикачами за допустимим нагріванням?
12. У яких випадках проводку захищають і від короткого замикання і від перевантажень?
13. Коли проводку захищають лише від короткого замикання?
14. У чому переваги автоматичних вимикачів перед плавкими запобіжниками?
15. Що таке вибірковість (селективність) дії захисту? Як вона забезпечується?
16. Що таке чутливість (надійність) захисного апарату?
17. За якими умовами перевіряють апарати захисту за чутливістю?

ТЕМА 6

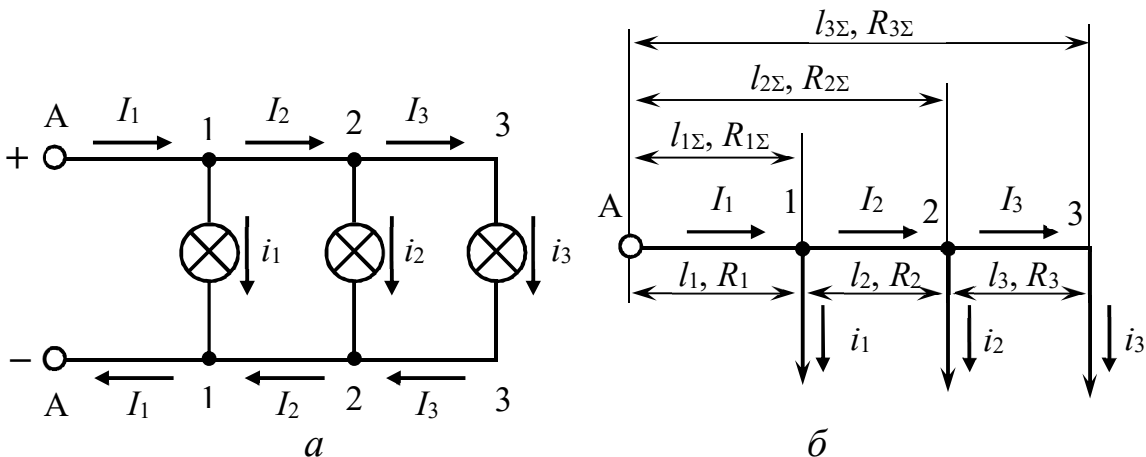
РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ

6.1 Розрахунок ліній постійного струму

Електричний струм, протікаючи по провіднику, створює в ньому спад (падіння) напруги. Внаслідок цього напруга в кінці лінії відрізняється від напруги на початку лінії і здебільшого нижча від неї. Крім того, вона змінюється разом із зміною навантаження мережі. Проводи лінії електропередачі вибирають таким чином, щоб спад напруги в них не виходив за встановлені межі і напруга в кінці лінії підтримувалась на необхідному для споживачів рівні [11-13].

Електричний розрахунок проводів зводиться до визначення в них спаду напруги, якщо переріз проводів заданий і, навпаки, до визначення перерізу проводів при відповідному допустимому (заданому) спаді напруги.

На рисунку 6.1, *а* зображена лінія постійного струму із трьома навантаженнями.



а – розгорнута схема; *б* – однолінійна схема

Рисунок 6.1 – Розрахункова схема лінії постійного струму

У зв'язку з тим, що прямий і зворотний проводи такої лінії виконують однаковим перерізом, можна замінити її однолінійним зображенням (рисунок 6.1, *б*). Такий метод застосовують і в трифазних симетричних мережах.

Приймаємо наступні позначення:

i_1, i_2, i_3 – струми навантаження, А;

I_1, I_2, I_3 – струми в лінії (лінійні струми), А;

l_1, l_2, l_3 – довжина окремих ділянок лінії, м;

$l_{1\Sigma}, l_{2\Sigma}, l_{3\Sigma}$ – сумарна довжина від навантаження до початку лінії, м;
 R_1, R_2, R_3 – опори окремих ділянок лінії, Ом;
 $R_{1\Sigma}, R_{2\Sigma}, R_{3\Sigma}$ – сумарні опори від навантаження до початку лінії, Ом;
 Очевидно, що

$$I_1 = i_1 + i_2 + i_3; \quad I_2 = i_2 + i_3; \quad I_3 = i_3.$$

З рисунку 6.1, б також видно, що

$$l_{1\Sigma} = l_1; \quad l_{2\Sigma} = l_1 + l_2; \quad l_{3\Sigma} = l_1 + l_2 + l_3.$$

$$R_{1\Sigma} = R_1; \quad R_{2\Sigma} = R_1 + R_2; \quad R_{3\Sigma} = R_1 + R_2 + R_3.$$

Спад напруги ΔU , В, дорівнює різниці напруг на початку і в кінці лінії. Його можна знайти за законом Ома:

$$\Delta U = U_A - U_3 = 2I_1R_1 + 2I_2R_2 + 2I_3R_3. \quad (6.1)$$

Як видно із виразу (6.1) спад напруги подвоюється, оскільки він має місце в прямому і в зворотному проводах. У скороченому вигляді вираз (6.1) можна записати як:

$$\Delta U = 2 \sum I_i R_i. \quad (6.2)$$

Якщо струми в лінії замінити струмами навантаження, то вираз (6.1) матиме наступний вигляд:

$$\begin{aligned} \Delta U &= 2[(i_1 + i_2 + i_3)R_1 + (i_2 + i_3)R_2 + i_3R_3] = \\ &= 2(i_1R_1 + i_2R_1 + i_3R_1 + i_2R_2 + i_3R_2 + i_3R_3) = \\ &= 2[i_1R_1 + (R_1 + R_2)i_2 + (R_1 + R_2 + R_3)i_3] = \\ &= 2(i_1R_{1\Sigma} + i_2R_{2\Sigma} + i_3R_{3\Sigma}), \end{aligned}$$

або в загальному вигляді:

$$\Delta U = 2 \sum i_i R_{i\Sigma}. \quad (6.3)$$

Якщо лінія виконана проводами одного перерізу, то

$$R = \frac{l}{\gamma \cdot F}, \quad (6.4)$$

$$R_{\Sigma} = \frac{l_{\Sigma}}{\gamma \cdot F}, \quad (6.5)$$

де γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м;

F – переріз проводу, мм².

Тоді спад напруги в лінії:

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma \cdot F} \sum I_i \cdot l_i, \quad (6.6)$$

або

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma \cdot F} \sum i_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.7)$$

Якщо задано допустимий спад напруги в лінії $\Delta U_{\text{дон}}$, В, то переріз проводів знаходять за виразами:

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}}} \sum I_i \cdot l_i, \quad (6.8)$$

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}}} \sum i_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.9)$$

В ряді випадків у вихідних даних навантаження лінії і споживачів можуть бути виражені потужностями.

Позначимо: через p , Вт, потужність навантаження; через P , Вт, потужність лінії; через U_n , В, номінальну напругу мережі.

Наближено можна вважати, що

$$i_1 = \frac{p_1}{U_n}, \quad i_2 = \frac{p_2}{U_n}, \quad i_3 = \frac{p_3}{U_n};$$

$$I_1 = \frac{P_1}{U_n}, \quad I_2 = \frac{P_2}{U_n}, \quad I_3 = \frac{P_3}{U_n}.$$

Підставивши ці значення у вирази (6.8) та (6.9), отримаємо:

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}} \cdot U_n} \sum P_i \cdot l_i, \quad (6.10)$$

$$F = \frac{2}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}} \cdot U_n} \sum p_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.11)$$

Якщо спад напруги виразити не у вольтах, а у процентах від номінальної напруги, тобто

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100,$$

тоді вирази (6.8) та (6.9) можна перетворити на наступні:

$$F = \frac{200}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}} \% \cdot U_n} \sum I_i \cdot l_i, \quad (6.12)$$

$$F = \frac{200}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}} \% \cdot U_n} \sum i_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.13)$$

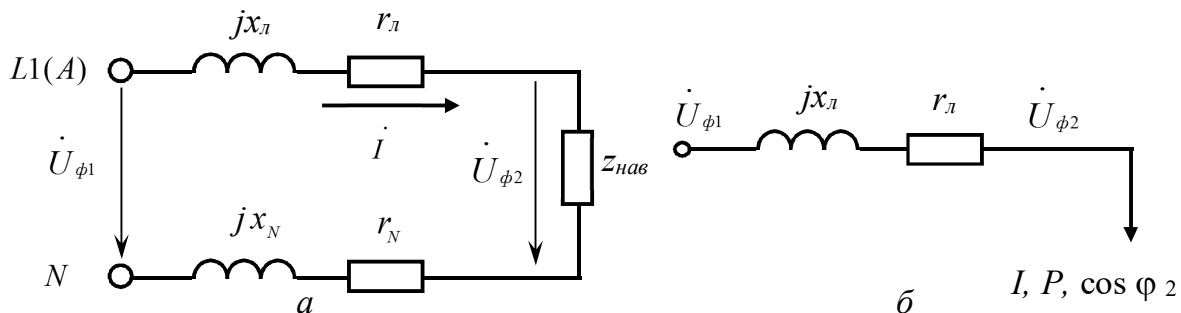
Аналогічно можна перетворити і вирази (6.10) та (6.11):

$$F = \frac{200}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}} \% \cdot U_n^2} \sum P_i \cdot l_i, \quad (6.14)$$

$$F = \frac{200}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон}} \% \cdot U_n^2} \sum p_i \cdot l_{i\Sigma}. \quad (6.15)$$

6.2 Спад і втрата напруги в мережах змінного струму

Розглянемо лінію трифазного змінного струму із навантаженням в кінці (рисунок 6.2, а). Вважатимемо, що навантаження усіх трьох фаз однакові. В цьому випадку трифазну лінію можна зобразити у вигляді однієї лінії (рисунок 6.2, б) і вести розрахунок для фазних напруг та струмів а потім перейти до їх лінійних значень [11-13].



а – розгорнута схема; б – однолінійна схема

Рисунок 6.2 – Одна фаза лінії трифазного струму із симетричним навантаженням на кінці

На рисунку 6.2 прийняті наступні позначення: $\dot{U}_{\phi 1}$ та $\dot{U}_{\phi 2}$ – фазна напруга, відповідно, на початку і в кінці лінії; $\dot{I}$ – струм навантаження, $\cos \varphi_2$ – коефіцієнт потужності навантаження, r_l – активний опір проводу, jx_l – індуктивний опір проводу, $z_{нав}$ – повний опір навантаження.

Струм, що протікає по провіднику, створює в ньому спад (падіння) напруги. Тому напруга в кінці лінії відрізняється від напруги на її початку. Вектор спаду напруги в активному опорі збігається за напрямом із вектором струму, а вектор спаду напруги в індуктивному опорі випереджає вектор струму на 90° . Тому, в загальному випадку, вектор напруги в кінці лінії відрізняється від вектора напруги на початку лінії не лише за значенням, а й за напрямом. Для запропонованої схеми побудуємо векторну діаграму (рисунок 6.3).

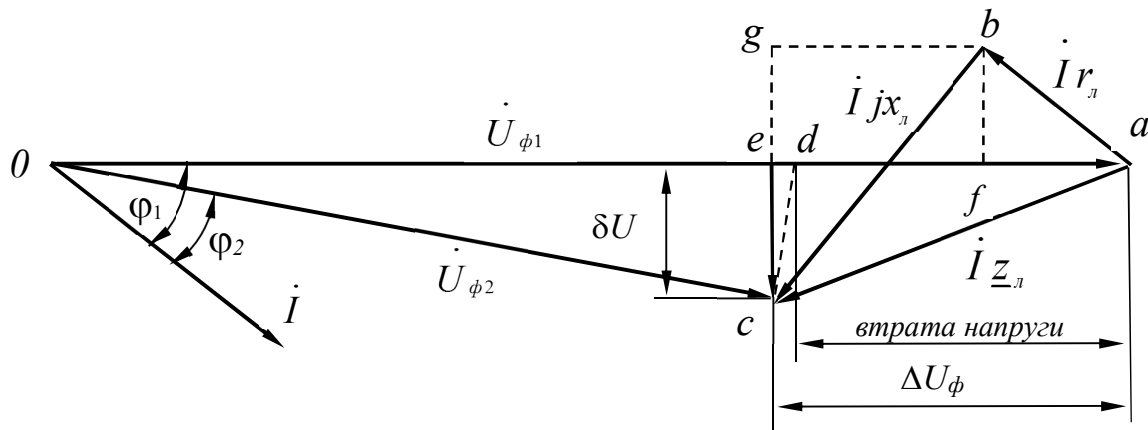


Рисунок 6.3 – Векторна діаграма для однієї фази трифазної лінії із навантаженням на кінці

Відкладаємо вектор напруги на початку лінії $\dot{U}_{\phi 1}$. Під кутом φ_1 до нього відкладаємо вектор струму $\dot{I}$. Щоб отримати вектор напруги в кінці лінії $\dot{U}_{\phi 2}$ необхідно від напруги на початку лінії відняти спад напруги в ній:

$$\dot{U}_{\phi 2} = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{I} \cdot \underline{z}_l. \quad (6.16)$$

Для цього з кінця вектора напруги $\dot{U}_{\phi 1}$ (0 a) паралельно вектору струму $\dot{I}$, але в протилежному напрямку відкладаємо вектор спаду напруги в активному опорі $\dot{I} \cdot r_l$ (a b), а під кутом 90° до нього відкладаємо вектор спаду напруги в реактивному опорі $\dot{I} \cdot jx_l$ (b c). Вектор $\dot{I} \cdot \underline{z}_l$ (a c) і буде спад напруги в повному опорі магістралі (лінії). Сполучивши точку 0 з точкою c отримаємо вектор напруги в кінці лінії $\dot{U}_{\phi 2}$ (0 c).

Геометрична різниця між вектором напруги на початку і в кінці лінії називається **спадом напруги**:

$$\bar{ac} = \bar{Oa} - \bar{Oc} = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2} = \dot{I} \cdot \underline{z}. \quad (6.17)$$

Якщо в напрямку вектора $\dot{U}_{\phi 1}$ (0 a) відкласти значення вектора напруги в кінці лінії $\dot{U}_{\phi 2}$ (0 d), то матимемо відрізок ad – алгебраїчну різницю.

Алгебраїчну різницю між напругою на початку лінії і в кінці називають **втратою напруги**:

$$ad = Oa - Oc = Oa - Od = U_{\phi 1} - U_{\phi 2}. \quad (6.18)$$

Спад напруги можна розглядати не лише як суму його активної і реактивної складових. Опустивши із точки c перпендикуляр на напрямок вектора $\dot{U}_{\phi 1}$ (0 a), із трикутника $a-e-c$ матимемо:

$$\dot{I} \cdot \underline{z} = ac = \sqrt{(ae)^2 + (ec)^2}. \quad (6.19)$$

Відрізок ae називають **поздовжньою складовою спаду напруги** і позначають ΔU_{ϕ} .

Відрізок ec називають **поперечною складовою спаду напруги** і позначають δU_{ϕ} .

Опустивши перпендикуляр з точки b на вектор $\dot{U}_{\phi 1}$ (0 a), і побудувавши прямокутник $egbf$ (рисунок 6.3), матимемо:

$$\Delta U_{\phi} = af + fe = af + bg = I \cdot r_{\lambda} \cdot \cos \varphi + I \cdot x_{\lambda} \cdot \sin \varphi; \quad (6.20)$$

$$\delta U_{\phi} = ec = gc - bf = I \cdot x_{\lambda} \cdot \cos \varphi - I \cdot r_{\lambda} \cdot \sin \varphi. \quad (6.21)$$

Міжфазна (лінійна) складова напруги більша від фазної в $\sqrt{3}$ разів, тому для поздовжньої складової спаду лінійної напруги можна записати:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I \cdot r_{\lambda} \cdot \cos \varphi + I \cdot x_{\lambda} \cdot \sin \varphi), \quad (6.22)$$

а для поперечної складової спаду лінійної напруги:

$$\delta U = \sqrt{3} \delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I \cdot x_{\text{л}} \cdot \cos \varphi - I \cdot r_{\text{л}} \cdot \sin \varphi) , \quad (6.23)$$

або

$$\Delta U = \sqrt{3} (I_a \cdot r_{\text{л}} + I_p \cdot x_{\text{л}}) , \quad (6.24)$$

$$\delta U = \sqrt{3} (I_a \cdot x_{\text{л}} - I_p \cdot r_{\text{л}}) . \quad (6.25)$$

Якщо навантаження задано у вигляді потужності, тоді:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} ; \quad I_a = \frac{P}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} ; \quad I_p = \frac{Q}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} .$$

Увівши значення потужності в рівняння (6.24) та (6.25), матимемо:

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} \cdot r_{\text{л}} + \frac{Q}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} \cdot x_{\text{л}} \right) = \frac{P \cdot r_{\text{л}} + Q \cdot x_{\text{л}}}{U_{\text{н}}} , \quad (6.26)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} \cdot x_{\text{л}} - \frac{Q}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} \cdot r_{\text{л}} \right) = \frac{P \cdot x_{\text{л}} - Q \cdot r_{\text{л}}}{U_{\text{н}}} . \quad (6.27)$$

Якщо магістраль живить кількох споживачів, то рівняння (6.24) та (6.25) приймуть вигляд:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (I_{ai} \cdot r_{\text{ли}} + I_{pi} \cdot x_{\text{ли}}) , \quad (6.28)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \sum (I_{ai} \cdot x_{\text{ли}} - I_{pi} \cdot r_{\text{ли}}) , \quad (6.29)$$

а рівняння (6.26) та (6.27) приймуть наступний вигляд:

$$\Delta U = \frac{\sum P_i \cdot r_{\text{ли}} + \sum Q_i \cdot x_{\text{ли}}}{U_{\text{н}}} ; \quad (6.30)$$

$$\delta U = \frac{\sum P_i \cdot x_{\text{ли}} - \sum Q_i \cdot r_{\text{ли}}}{U_{\text{н}}} . \quad (6.31)$$

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

З трикутника $0 e c$ (рисунок 6.3) можна записати, що

$$U_{\phi 2} = \sqrt{(U_{\phi 1} - \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}. \quad (6.32)$$

Втрата напруги:

$$\Delta U = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} = U_{\phi 1} - \sqrt{(U_{\phi 1} - \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}. \quad (6.33)$$

Якщо відома напруга в кінці лінії $U_{\phi 2}$ та спад напруги в лінії, то можна знайти напругу на початку лінії $U_{\phi 1}$. Вона дорівнює геометричній сумі напруги в кінці лінії і спаду напруги на ній:

$$U_{\phi 1} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}. \quad (6.34)$$

Втрату напруги можна визначити аналогічно рівнянню (6.33):

$$U_{\phi 1} - U_{\phi 2} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2} - U_{\phi 2}. \quad (6.35)$$

З векторної діаграми (рисунок 6.3) видно, що за значенням втрата напруги відрізняється від поздовжньої складової спаду напруги на незначний за довжиною відрізок ea . Тому, для практичних розрахунків в електричних мережах напругою до 35 кВ включно, втрату напруги прирівнюють поздовжній складовій спаду напруги:

$$\Delta U = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} \approx ea = \Delta U_{\phi}. \quad (6.36)$$

Похибка від такого припущення не перебільшує 5 %.

Лінійна втрата напруги при цьому, якщо $\varphi_2 = \varphi$, дорівнює:

$$\Delta U = \sqrt{3} (I \cdot r_{\ell} \cdot \cos \varphi + I \cdot x_{\ell} \cdot \sin \varphi), \quad (6.37)$$

або

$$\Delta U = \sqrt{3} (I_a \cdot r_{\ell} + I_p \cdot x_{\ell}), \quad (6.38)$$

або

$$\Delta U = \frac{\sum P \cdot r_{\ell} + \sum Q \cdot x_{\ell}}{U_n}. \quad (6.39)$$

6.3 Розрахунок електричних мереж трифазного струму при сталому перерізі проводів магістралі

Основним завданням при розрахунках мереж є визначення перерізу проводів за заданою допустимою втратою напруги. В свою чергу, допустиму втрату напруги в мережі визначають виходячи із допустимих значень відхилення напруги у споживачів [11-13].

При змінному струмі, на відміну від постійного, в мережі окрім активного опору необхідно також враховувати і реактивний опір. Реактивний і активний опір проводів по різному залежать від зміни перерізу проводів. Так, наприклад, із збільшенням перерізу алюмінієвого проводу від 16 мм² до 95 мм² активний опір зменшиться в 5,8 разів, а індуктивний – лише в 1,2 рази. Тому для визначення перерізу проводів використовують метод розподілу допустимої втрати напруги $\Delta U_{\text{дон}}$ на реактивну та на активну складові (метод Степанова).

Згідно із (6.37):

$$\Delta U_{\text{дон}} = \sqrt{3} I \cdot r_{\text{л}} \cdot \cos \varphi + \sqrt{3} I \cdot x_{\text{л}} \cdot \sin \varphi ,$$

або

$$\Delta U_{\text{дон}} = \Delta U_{\text{а дон}} + \Delta U_{\text{р дон}} , \quad (6.40)$$

де $\Delta U_{\text{а дон}}$ – складова допустимої втрати напруги в активному опорі;

$\Delta U_{\text{р дон}}$ – складова допустимої втрати напруги в реактивному опорі.

Відомо, що реактивний (індуктивний) опір одного кілометра проводу із кольорового металу мало змінюється із зміною перерізу і становить для повітряних ліній у середньому $x_0 = 0,35 \dots 0,45$ Ом/км. Тому ще до визначення перерізу проводу, підставивши значення x_0 можна обчислити наближене значення реактивної складової допустимої втрати напруги:

$$\Delta U_{\text{р дон}} = \sqrt{3} x_0 \sum I_{\text{pi}} \cdot l_{\text{ли}} . \quad (6.41)$$

або

$$\Delta U_{\text{р дон}} = x_0 \frac{\sum Q_i \cdot l_{\text{ли}}}{U_{\text{н}}} . \quad (6.42)$$

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

$$\Delta U_{\text{а дон}} = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_{\text{р дон}} . \quad (6.43)$$

Згідно із (6.38):

$$\Delta U_{a \text{ доп}} = \sqrt{3} \sum I_{ai} \cdot r_{li}. \quad (6.44)$$

Підставивши $r_l = \frac{l_l}{\gamma F}$ у вираз (6.44), при сталому перерізі проводів, отримаємо:

$$\Delta U_{a \text{ доп}} = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum I_{ai} \cdot l_{li}, \quad (6.45)$$

або через потужність:

$$\Delta U_{a \text{ доп}} = \frac{\sum P_i \cdot l_{li}}{\gamma F U_n}. \quad (6.46)$$

Звідси переріз проводу:

$$F = \frac{\sqrt{3} \sum I_{ai} \cdot l_{li}}{\gamma \cdot \Delta U_{a \text{ доп}}}, \quad (6.47)$$

або

$$F = \frac{\sum P_i \cdot l_{li}}{\gamma U_n \cdot \Delta U_{a \text{ доп}}}. \quad (6.48)$$

Порядок розрахунку електричних мереж за допустимою втратою напруги при сталому перерізі проводів наступний:

1) задаються середнім індуктивним опором одного кілометра проводу ($x_0 = 0,35 \dots 0,45$ Ом/км);

2) визначають реактивну складову втрати напруги ΔU_p за виразами (6.41) або (6.42);

3) користуючись рівнянням (6.43), знаходять активну складову допустимої втрати напруги в магістралі $\Delta U_{a. \text{доп}}$;

4) за рівнянням (6.47) або (6.48) визначають розрахунковий переріз проводу;

5) вибирають за таблицями відповідний стандартний переріз проводу;

6) знаходять активний і реактивний опір для одного кілометра проводу заданого перерізу і за рівнянням (6.37), (6.38) або (6.39) визначають дійсну втрату напруги в мережі. Якщо вона більша допустимої то необхідно збільшити переріз проводу на ділянці лінії.

6.4 Розрахунок розгалужених електричних мереж змінного струму

Електропостачання споживчих трансформаторних підстанцій здійснюється здебільшого розгалуженими повітряними лініями 6...10 кВ (рисунк 6.4).

Загальний порядок розрахунку розгалужених електричних мереж за допустимою втратою напруги аналогічний розрахунку не розгалужених мереж при сталому перерізі проводів. Відмінність полягає у тому, що спочатку вибирають переріз проводів основної магістралі, а потім – переріз проводів відгалужень [11, 12].

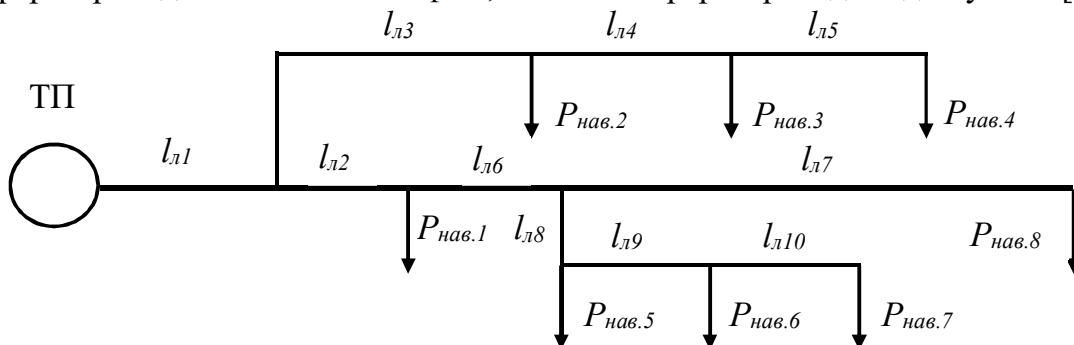


Рисунок 6.4 – Розгалужена електрична мережа

Порядок розрахунку розгалужених мереж за допустимою втратою напруги:

1) визначають основну магістраль мережі; після головної ділянки магістраль пройде по відгалуженню, для якого сума моментів навантаження ($\sum P_i \cdot l_{ли}$, $\sum I_i \cdot l_{ли}$ або $\sum S_i \cdot l_{ли}$) буде найбільшою;

2) задаються середнім індуктивним опором одного кілометра проводу ($x_0 = 0,35 \dots 0,45$ Ом/км);

3) визначають реактивну складову втрати напруги ΔU_p магістралі за виразами (6.41) або (6.42);

4) користуючись рівнянням (6.43), знаходять активну складову допустимої втрати напруги в магістралі $\Delta U_{а. доп}$;

5) за рівнянням (6.47) або (6.48) визнають розрахунковий переріз проводу основної магістралі;

6) за таблицями вибирають стандартний переріз проводу;

7) знаходять його активний і реактивний опори для одного кілометра і за рівнянням (6.37), (6.38) або (6.39) визначають дійсну втрату напруги в мережі. Якщо вона більша допустимої то необхідно збільшити переріз проводу;

8) обчислюють уточнену втрату напруги в магістралі до відгалуження і знаходять допустиму втрату напруги, що залишилася:

$$\Delta U_{доп\ зал} = \Delta U_{доп} - \Delta U_{доп\ . доп} ;$$

- 9) аналогічно до розрахунку на магістралі, за допустимою втратою напруги у відгалуженні, знаходять переріз його проводів;
 10) вибрані проводи перевіряють за допустимим нагріванням.

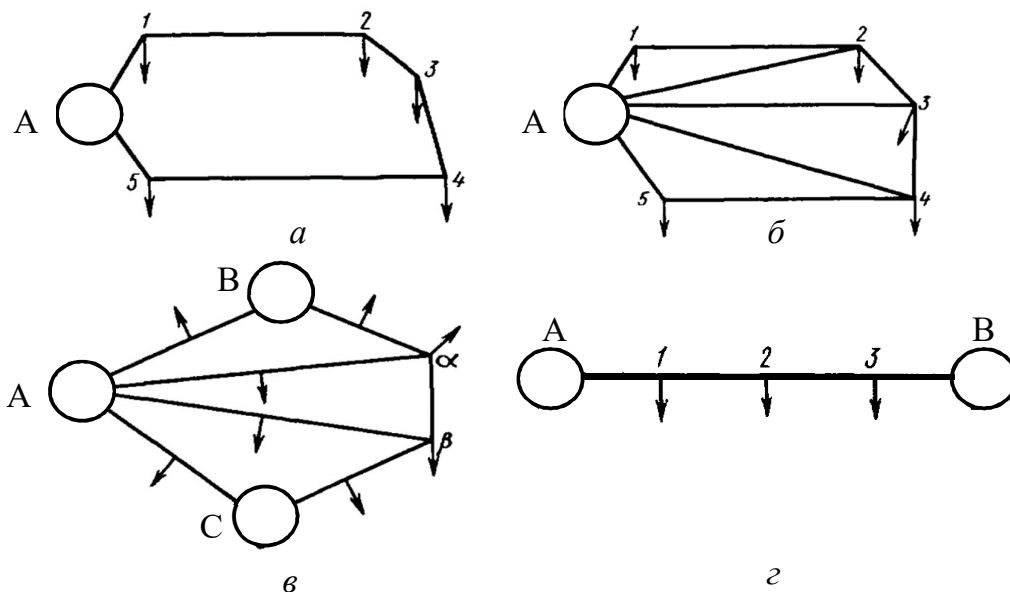
6.5 Розрахунок замкнених мереж змінного струму

На даний час переважають радіальні електричні мережі. Спорудження радіальних мереж потребує меншої витрати коштів і матеріалів. Проте у них є істотний недолік. При пошкодженні лінії, особливо на її початку, припиняється електропостачання всіх споживачів, що приєднані до неї [11-13].

Електропостачання відповідальних споживачів має бути надійним. Такій вимозі відповідають замкнені електричні мережі.

Замкненою називають електричну мережу, магістральні лінії якої отримують живлення не менше ніж із двох сторін. У такій мережі (рисунок 6.5, а) обрив магістралі в будь-якому місці не порушує електропостачання усіх споживачів.

Якщо в мережі будуть проведені додаткові внутрішні лінії А-2, А-3 і А-4 (рисунок 6.5, б), то точки 2...4 отримують живлення з трьох сторін і їх називають вузловими або вузлами. У цій мережі при обриві лінії на будь-якій з ділянок електропостачання всіх споживачів надійніше, ніж в простій замкненій мережі (рисунок 6.5, а).



а, б – проста і складна з одним джерелом живлення; в – складна з декількома джерелами живлення; г – лінія з двостороннім живленням; А, В і С – джерела живлення; α і β – вузлові точки

Рисунок 6.5 – Схеми замкнених електричних мереж

Мережі, що зображені на рисунку 6.5, б забезпечені джерелом живлення А. При виході його з ладу припиняється електропостачання всіх споживачів цих мереж. Для підвищення надійності електропостачання потрібно збільшити число джерел живлення в мережі.

Проста замкнена мережа з двома джерелами живлення А і В (рисунк 6.5, з) називається лінією з двостороннім живленням. У такій лінії обрив проводів і навіть вихід з ладу одного з джерел живлення не порушує електропостачання всіх або більшої частини споживачів електроенергії. Мережі, зображені на рисунку 6.5, а і б, забезпечені одним джерелом.

Складна замкнена мережа (рисунк 6.5, в) з декількома джерелами живлення забезпечує найбільш високу надійність електропостачання.

Недоліки замкнених мереж полягають в значно більшій їх вартості і витраті матеріалів. Крім того, захист замкнених мереж від коротких замикань складніший, ніж захист радіальних. Цим і пояснюється те, що замкнені мережі в сільському господарстві застосовують недостатньо. Їх використовують у вигляді ліній з двостороннім живленням (рисунк 6.5, з).

Лінії із двостороннім живленням. Припустимо, що є лінія (рисунк 6.6) з двома джерелами живлення А і В і навантаженнями $I_{нав. 1}$, $I_{нав. 2}$, $I_{нав. 3}$. Позначимо струми, що протікають по ділянках, опори і довжини ділянок відповідними індексами. Наприклад, на ділянці 1-2 струм I_{1-2} опір Z_{1-2} і довжина l_{1-2} . Лінія виконана проводами з кольорового металу.

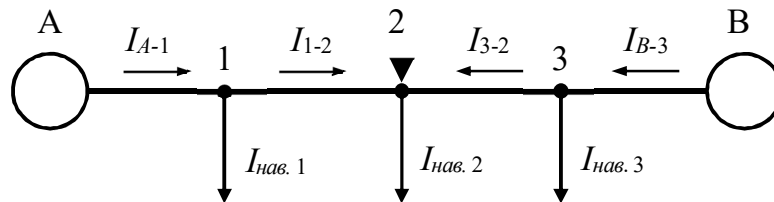


Рисунок 6.6 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням

У загальному випадку напруги джерел живлення не рівні, тобто $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$. Припустимо, що точка 2 отримує живлення з двох сторін. Її називають точкою **струмоподілу** і позначають значком трикутника.

Визначимо значення струмів $\dot{I}_{A-1}$ і $\dot{I}_{B-3}$ джерел живлення А і В, відповідно.

Спад (падіння) напруги на ділянках А-2 і В-2:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_2 = \sqrt{3}(\dot{I}_{A-1}Z_{A-1} + \dot{I}_{1-2}Z_{1-2}); \quad (6.49)$$

$$\dot{U}_B - \dot{U}_2 = \sqrt{3}(\dot{I}_{B-3}Z_{B-3} + \dot{I}_{3-2}Z_{3-2}). \quad (6.50)$$

Віднімемо від першого рівняння друге:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3}(\dot{I}_{A-1}Z_{A-1} + \dot{I}_{1-2}Z_{1-2} - \dot{I}_{B-3}Z_{B-3} - \dot{I}_{3-2}Z_{3-2}). \quad (6.51)$$

Сума струмів джерел живлення дорівнює сумі струмів навантажень:

$$\dot{I}_{A-1} + \dot{I}_{B-3} = \dot{I}_{нав.1} + \dot{I}_{нав.2} + \dot{I}_{нав.3}. \quad (6.52)$$

Використовуючи вираз (6.52) і перший закон Кірхгофа, виразимо всі струми на ділянках лінії через струм $\dot{I}_{A-1}$ і струми навантажень:

$$\dot{I}_{B-3} = \dot{I}_{нав.1} + \dot{I}_{нав.2} + \dot{I}_{нав.3} - \dot{I}_{A-1};$$

$$\dot{I}_{3-2} = \dot{I}_{нав.1} + \dot{I}_{нав.2} - \dot{I}_{A-1};$$

$$\dot{I}_{1-2} = \dot{I}_{A-1} - \dot{I}_{нав.1}.$$

Підставляючи ці значення у вираз (6.51), отримуємо:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= \dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + (\dot{I}_{A-1} - \dot{I}_{нав.1}) \underline{Z}_{1-2} - \\ &- (\dot{I}_{A-1} - \dot{I}_{нав.1} - \dot{I}_{нав.2} - \dot{I}_{нав.3}) \underline{Z}_{B-3} - (\dot{I}_{A-1} - \dot{I}_{нав.1} - \dot{I}_{нав.2}) \underline{Z}_{3-2}, \end{aligned}$$

або після перетворення:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= \dot{I}_{A-1} (\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \\ &- \dot{I}_{нав.1} (\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{I}_{нав.2} (\underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{I}_{нав.3} \underline{Z}_{B-3}. \end{aligned}$$

В свою чергу:

$$\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{A-B};$$

$$\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{1-B};$$

$$\underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} = \underline{Z}_{2-B};$$

$$\underline{Z}_{B-3} = \underline{Z}_{3-B}.$$

Тоді

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-B} - \dot{I}_{нав.1} \underline{Z}_{1-B} - \dot{I}_{нав.2} \underline{Z}_{2-B} - \dot{I}_{нав.3} \underline{Z}_{B-3}.$$

Останні три члени рівняння можна виразити так:

$$\dot{I}_{нав.1} \underline{Z}_{1-B} - \dot{I}_{нав.2} \underline{Z}_{2-B} - \dot{I}_{нав.3} \underline{Z}_{B-3} = \sum \dot{I}_{нав.i} \underline{Z}_{i-B}.$$

Значення струмів $\dot{I}_{A-1}$ і $\dot{I}_{B-3}$ джерел живлення А і В:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \dot{I}_{нав.i} \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.53)$$

$$\dot{I}_{B-3} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \dot{I}_{нав.i} \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.54)$$

Першу складову струму джерела живлення (вирази (6.53) та (6.54)) називають **зрівняльним струмом**. Вона обумовлена різницею напруги пунктів (джерел) живлення і зсувом фаз між цією напругою. Друга складова обумовлена лише навантаженням, її називають **лінійним струмом навантаження**.

Якщо помножити вирази (6.53) та (6.54) на $\sqrt{3}\dot{U}_н$, то отримаємо значення повних потужностей $\dot{S}_{A-1}$ і $\dot{S}_{B-3}$, відповідно, джерел живлення А і В:

$$\tilde{S}_{A-1} = \frac{U_н(\dot{U}_A - \dot{U}_B)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \tilde{S}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (6.55)$$

$$\tilde{S}_{B-3} = \frac{U_н(\dot{U}_B - \dot{U}_A)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \tilde{S}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.56)$$

де $U_н$ – номінальна напруга мережі;

$\tilde{S}_i$ – повна потужність навантаження в i -й точці.

Окремі випадки застосування формул (6.53)...(6.56):

1) напруга джерел живлення рівна, тобто $\dot{U}_A = \dot{U}_B$. В цьому випадку зрівняльні струми дорівнюють нулю, і для визначення струмів від обох джерел живлення використовують лише другі члени правої частини рівнянь (6.53)...(6.56):

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{I}_{нав.i} \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (6.57) \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{I}_{нав.i} \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (6.58)$$

$$\tilde{S}_{A-1} = \frac{\sum \tilde{S}_i \underline{Z}_{i-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (6.59) \quad \tilde{S}_{B-3} = \frac{\sum \tilde{S}_i \underline{Z}_{i-A}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (6.60)$$

2) напруга джерел живлення однакова $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ і, крім того, вся лінія виконана проводом однакового перерізу, матеріалу і конструкції. Якщо на усіх ділянках лінії використовується однаковий провід, то повний опір лінії виражають через активні r_0 та індуктивні x_0 опори 1 км лінії та довжини окремих ділянок лінії.

Тоді

$$\underline{Z}_{i-B} = (r_0 + jx_0)l_{li-B};$$

$$\underline{Z}_{i-A} = (r_0 + jx_0)l_{li-A};$$

$$\underline{Z}_{A-B} = (r_0 + jx_0)l_{lA-B}$$

Підставивши ці значення у вирази (6.57 – 6.60) та скоротивши їх на $r_0 + jx_0$, отримаємо:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\Sigma \dot{I}_{нав.i} l_{li-B}}{l_{lA-B}}; \quad (6.61) \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\Sigma \dot{I}_{нав.i} l_{li-A}}{l_{lA-B}}. \quad (6.62)$$

$$\tilde{S}_{A-1} = \frac{\Sigma \tilde{S}_i l_{li-B}}{l_{lA-B}}; \quad (6.63) \quad \tilde{S}_{B-3} = \frac{\Sigma \tilde{S}_i l_{li-A}}{l_{lA-B}}. \quad (6.64)$$

Розглянемо порядок визначення перерізу проводів в лінії з двостороннім живленням з проводами з кольорових металів:

1) задаються перерізом проводів лінії або визначають їх за аварійними режимами (одне джерело живлення);

2) знаходять значення струмів або потужностей джерел живлення за виразами (6.53)...(6.64);

3) визначають точки струмоподілу окремо для активних і реактивних струмів (потужностей). Точки розподілу активних і реактивних струмів у загальному випадку можуть не збігатися одна з одною;

4) «розрізають» лінію в точці розділу активних струмів і визначають найбільшу втрату напруги, як для радіальної мережі;

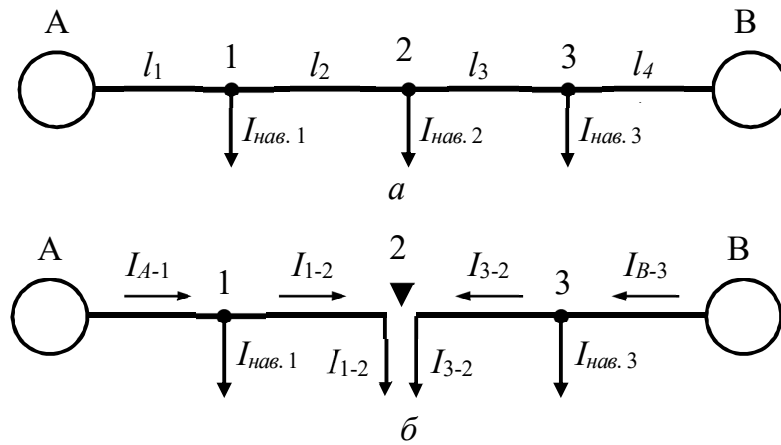
5) визначають втрату напруги в лінії для найгіршого аварійного випадку – відключення лінії в одному з її кінців. При аварії, допускається збільшення відхилення напруги на 5 %.

Якщо втрати напруги виходять за межі допустимих, то переріз проводу лінії змінюють і розрахунок повторюють.

Переріз проводів з кольорового металу лінії з двостороннім живленням по заданій допустимій втраті напруги визначають наступним чином:

1) в більшості випадків лінія має однакову конструкцію по всій довжині (повітряна або кабельна) і виконана проводом одного і того ж перерізу. Напруга джерел живлення однакова;

2) нехай задані відстані і навантаження лінії із двостороннім живленням (рисунок 6.7, а);



a – лінія з двостороннім живленням; *б* – дві лінії із одностороннім живленням

Рисунок 6.7 – Визначення перерізу лінії із двостороннім живленням (провід одного перерізу по всій довжині)

3) за виразами (6.61) та (6.62) знаходять струми, що течуть з пунктів живлення А і В:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{I}_{нав.і} l_{лі-B}}{l_{л A-B}}; \quad \dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{I}_{нав.і} l_{лі-A}}{l_{л A-B}};$$

4) наносять розподіл струмів на схему лінії і знаходять точку струмоподілу, наприклад точка 2 (рисунок 6.7, *б*). «Розрізають» лінію в точці струмоподілу, маючи на увазі, що

$$\dot{I}_{нав.2} = \dot{I}_{1-2} + \dot{I}_{3-2};$$

5) отримують дві лінії з одностороннім живленням. Розраховують їх як магістралі з постійним перерізом, тобто задаються питомим індуктивним опором і знаходять складову втрати напруги в реактивних опорах:

$$\Delta U_{p.дон} = \sqrt{3} x_0 \sum I_{pi} \cdot l_{li};$$

6) визначають складову втрати напруги в активних опорах:

$$\Delta U_{a.дон} = \Delta U_{дон} - \Delta U_{p.дон};$$

7) переріз проводу визначають за виразом:

$$F = \frac{\sqrt{3} \sum I_{ai} l_{li}}{\gamma \cdot \Delta U_{a.дон}}.$$

Приклади розрахунків за темою 6

ЗАДАЧА 6.1

Визначити втрату напруги в трифазній лінії з двостороннім живленням (рисунок 6.8). Напруги джерел живлення $\dot{U}_A = 400$ В і $\dot{U}_B = 388$ В збігаються по фазі. Всі навантаження мають $\cos \varphi = 1$. Проводи алюмінієві перерізом $F = 35$ мм². Навантаження в амперах та відстані в метрах наведені на схемі. Визначити найменші значення напруги у споживачів при нормальному і аварійному режимах роботи мережі.

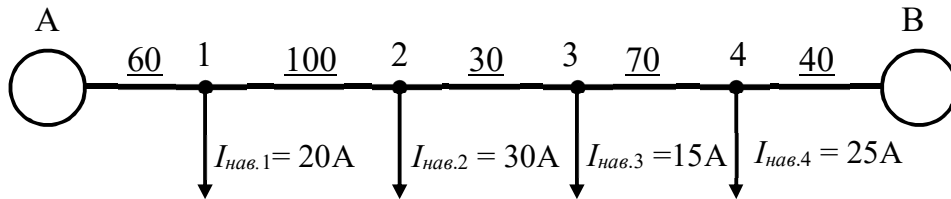


Рисунок 6.8 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку Б.

Нормальний режим:

1) нехтуємо реактивним опором лінії та визначаємо струм джерела живлення А ($\dot{I}_{A-1}$):

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}r_{лA-B}} + \frac{\sum \dot{I}_{нав.i} l_{li-B}}{l_{лA-B}};$$

- активний опір 1 км проводу марки АЗ5 – $r_0 = 0,92$ Ом/км;
- довжина лінії – $l_{лA-B} = 0,3$ км;
- сумарний активний опір лінії – $r_{лA-B} = r_0 \cdot l_{лA-B} = 0,92 \cdot 0,3 = 0,276$ Ом;

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{400 - 388}{\sqrt{3} \cdot 0,276} + \frac{20 \cdot 240 + 30 \cdot 140 + 15 \cdot 110 + 25 \cdot 40}{300} = 64,3 \text{ А};$$

2) за законом Кірхгофа визначаємо струми, що протікають через решту ділянок лінії (рисунок 6.9):

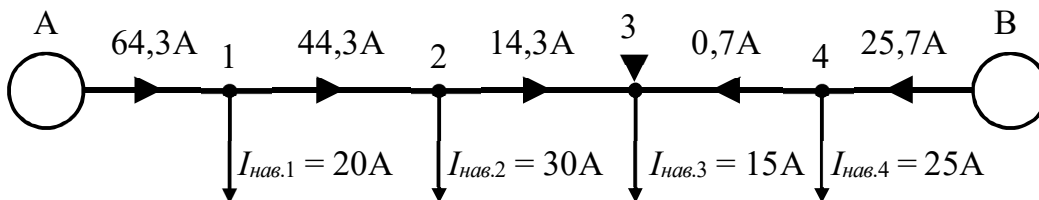


Рисунок 6.9 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням

$$\dot{I}_{1-2} = \dot{I}_{A-1} - \dot{I}_{наг.1} = 64,3 - 20 = 44,3 \text{ A};$$

$$I_{2-3} = I_{1-2} - I_{нагр. 2} = 44,3 - 30 = 14,3 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{4-3} = \dot{I}_{нав.3} - \dot{I}_{2-3} = 15 - 14,3 = 0,7 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{R-4} = \dot{I}_{4-3} + \dot{I}_{\text{наг } 4} = 0,7 + 25 = 25,7 \text{ A};$$

3) за рисунком 6.9 визначаємо точку струмоподілу, вона знаходиться в місці прикладення навантаження в точці 3, напруга в цій точці 3 буде найменшою;

4) визначаємо втрату напруги до точки 3 (на ділянці В-3):

$$\Delta U_{A-3} = \frac{\sqrt{3} \sum I_{pi} \cdot l_{ni}}{\gamma F}; \Delta U_{A-3} = \frac{\sqrt{3} \cdot (64,3 \cdot 60 + 44,3 \cdot 100 + 14,3 \cdot 30)}{32 \cdot 35} = 13,5 \text{ В (3,6\% від 380 В);}$$

5) визначаємо напругу в точці 3:

$$\dot{U}_3 = \dot{U}_4 - \Delta \dot{U}_{4-3}; \quad \dot{U}_3 = 400 - 13,5 = 386,5 \text{ B.}$$

Аварійний режим (обрив лінії на ділянці А-1 або В-4):

Сумарний струм навантаження мережі 90 А. При обриві проводів на ділянці А-1 розподіл струмів на ділянках відповідатиме рисунку 6.10.

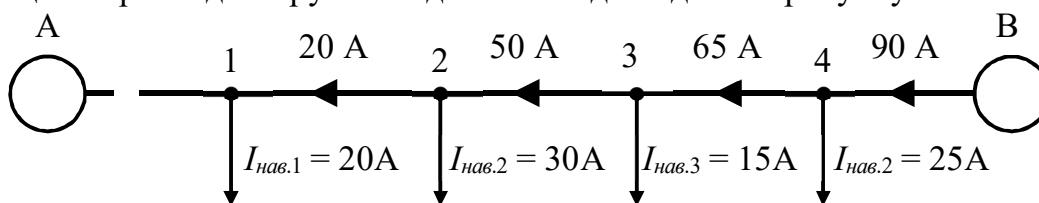


Рисунок 6.10 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням при пошкодженні ділянки А-1

1) визначаємо втрату напруги в лінії до точки 1 (на ділянці В-1):

$$\Delta U_{B-1} = \frac{\sqrt{3} \cdot (20 \cdot 100 + 50 \cdot 30 + 65 \cdot 70 + 90 \cdot 40)}{32 \cdot 35} = 18,1 \text{ В, а6о } 4,76\%;$$

2) напруга в точці 1:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_B - \Delta \dot{U}_{B-1}; \quad \dot{U}_1 = 388 - 18,1 = 369,9 \text{ В.}$$

При обриві на ділянці В-4 розподіл струмів відповідатиме рисунку 6.11.

3) визначаємо втрату напруги в лінії до точки 4 (на ділянці А-4):

$$\Delta U_{A-4} = \frac{\sqrt{3} \cdot (90 \cdot 60 + 70 \cdot 100 + 40 \cdot 30 + 25 \cdot 70)}{32 \cdot 35} = 23,7 \text{ В, або } 6,24\%;$$

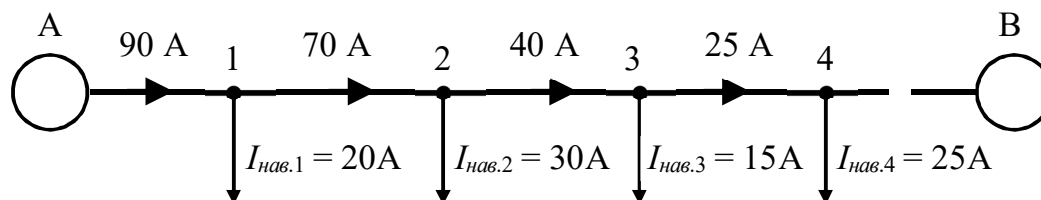


Рисунок 6.11 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням при пошкодженні ділянки В-4

4) напруга в точці 4:

$$\dot{U}_4 = \dot{U}_A - \Delta \dot{U}_{A-4}; \quad \dot{U}_4 = 400 - 23,7 = 376,3 \text{ В.}$$

Найважчим аварійним випадком є обрив лінії на ділянці А-1. При цьому в кінці лінії буде найменша напруга – 369,9 В.

Задача 6. 2.

Визначити однаковий по всій довжині переріз алюмінієвих проводів повітряної лінії (рисунок 6.12). Напруга джерел живлення $\dot{U}_A = \dot{U}_B = 10 \text{ кВ}$, допустима втрата напруги в лінії $\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$. Навантаження наведені на схемі в кіловольт-амперах, відстані в кілометрах, реактивний опір проводів прийняти $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$.

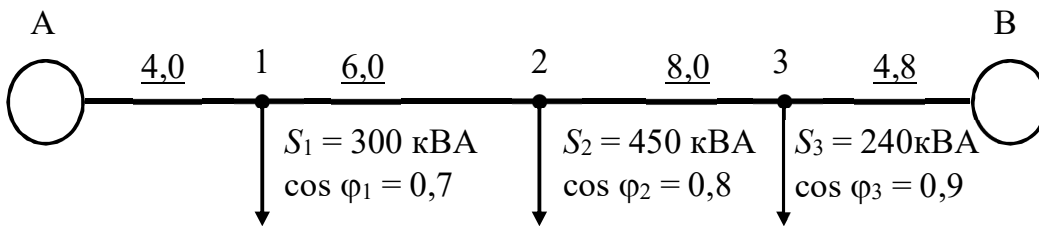


Рисунок 6.12 – Схема розподілу потужностей в лінії з двостороннім живленням

РОЗВ'ЯЗАННЯ

1) визначаємо струми навантажень:

$$I_{\text{нав.}i} = \frac{S_{\text{нав.}i}}{\sqrt{3} \cdot U_n};$$

$$\dot{I}_{\text{нав.}1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17,3 \text{ А}; \quad \dot{I}_{\text{нав.}2} = \frac{450}{\sqrt{3} \cdot 10} = 26 \text{ А}; \quad \dot{I}_{\text{нав.}3} = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 10} = 13,9 \text{ А.}$$

$$\dot{I}_{\text{нав.}i} = \dot{I}_{\text{нав.}i} \cdot \cos \varphi_i - j \dot{I}_{\text{нав.}i} \cdot \sin \varphi_i;$$

$$\dot{I}_{\text{нав.}1} = 12,1 - j12,4; \quad \dot{I}_{\text{нав.}2} = 20,4 - j16,6; \quad \dot{I}_{\text{нав.}3} = 12,5 - j6,05;$$

2) знаходимо струм в точці А:

– активна складова:

$$\dot{I}_{aA-1} = \frac{\sum \dot{I}_{\text{нав.}i} l_{li-B}}{l_{lA-B}}; \quad \dot{I}_{aA-1} = \frac{12,1 \cdot 18,8 + 20,4 \cdot 12,8 + 12,5 \cdot 4,8}{22,8} = 24,0 \text{ А};$$

– реактивна складова:

$$\dot{I}_{pA-1} = \frac{\sum \dot{I}_{\text{нав.}i} l_{li-B}}{l_{lA-B}}; \quad \dot{I}_{pA-1} = \frac{12,4 \cdot 18,8 + 16,6 \cdot 12,8 + 6,05 \cdot 4,8}{22,8} = 20,8 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{A-1} = 24 - j20,8.$$

3) знаходимо струм в точці В:

– активна складова:

$$\dot{I}_{aB-3} = \frac{\sum \dot{I}_{a \text{ нав. } i} l_{li-A}}{l_{LA-B}}; \quad \dot{I}_{aB-3} = \frac{12,5 \cdot 18,0 + 20,4 \cdot 10,0 + 12,1 \cdot 4,8}{22,8} = 21,0 \text{ А};$$

– реактивна складова:

$$\dot{I}_{pB-3} = \frac{\sum \dot{I}_{p \text{ нав. } i} l_{li-B}}{l_{LA-B}}; \quad \dot{I}_{pB-3} = \frac{6,05 \cdot 18,0 + 16,6 \cdot 10,0 + 12,4 \cdot 4,0}{22,8} = 14,3 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{B-3} = 21 - j14,3 \text{ А}.$$

4) за рисунком 6.13 визначаємо точку струмоподілу, вона знаходиться в місці прикладення навантаження в точці 2. У точці 2 «розрізаємо» лінію і розраховуємо кожну її частину як лінію з одностороннім живленням.

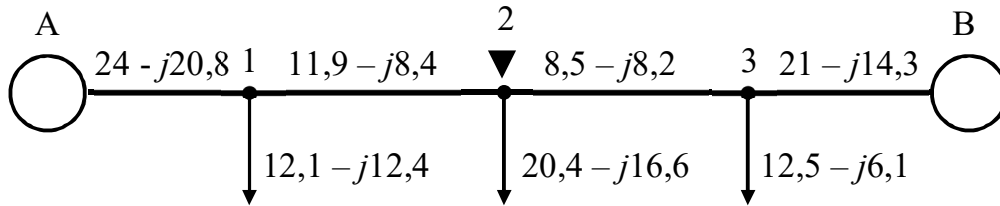


Рисунок 6.13 – Схема розподілу струмів в лінії з двостороннім живленням

5) визначаємо втрату напруги у лівій частині лінії (ділянка А-2):

– реактивна складова:

$$\Delta U'_p = \sqrt{3} x_0 \sum I_{pi} \cdot l_{li}; \quad \Delta U'_p = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot (20,8 \cdot 4 + 8,4 \cdot 6) = 93 \text{ В};$$

– активна складова:

$$\Delta U'_a = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U'_r; \quad \Delta U'_a = 500 - 93 = 407 \text{ В};$$

6) визначаємо переріз проводу в лівій частині лінії (ділянка А-2):

– питома провідність алюмінію $\gamma = 32 \cdot 10^6 \text{ См/м}$;

$$F_{A-2} = \frac{\sqrt{3} \sum I_{ai} l_i}{\gamma \cdot \Delta U'_a}; \quad F_{A-2} = \frac{\sqrt{3} (24 \cdot 4 + 11,9 \cdot 6) \cdot 10^3}{32 \cdot 407} = 22,7 \text{ мм}^2;$$

7) визначаємо втрату напруги у правій частині лінії (ділянка В-2):

– реактивна складова:

$$\Delta U''_p = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot (14,3 \cdot 4,8 + 8,2 \cdot 8) = 95 \text{ В};$$

– активна складова:

$$\Delta U''_a = 500 - 95 = 405 \text{ В};$$

8) визначаємо переріз проводу в правій частині лінії (ділянка В-2):

$$F_{B-2} = \frac{\sqrt{3}(8,5 \cdot 8 + 21 \cdot 4,8) \cdot 10^3}{32 \cdot 405} = 22,6 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо до встановлення в лінії алюмінієвий провід стандартного перерізу марки А25 (25 мм²).

Запитання для самоконтролю

1. З якою метою виконують розрахунок електричних мереж за втратою напруги?
2. Як визначається спад напруги в лінії постійного струму?
3. Як визначається переріз проводів за допустимою втратою напруги лінії постійного струму?
4. Чому вектор напруги в кінці лінії змінного струму відрізняється від вектора напруги на початку лінії за значенням та за напрямом?
5. Що називається спадом (падінням) напруги?
6. Що називається втратою напруги?
7. Що таке позовжня складова падіння напруги?
8. У яких випадках при розрахунках нехтують поперечною складовою втрати напруги?
9. Що називають активною та реактивною складовою спаду напруги в колах змінного струму?
10. Яка різниця між спадом і втратою напруги в лініях змінного струму?
11. В чому полягає метод Степанова, що застосовується для розрахунку мереж за втратою напруги?
12. Алгоритм розрахунку електричних мереж за втратою напруги при сталому перерізу проводів.
13. Алгоритм розрахунку розгалужених електричних мереж за втратою напруги.
14. Як визначається точка струмоподілу в лініях із двостороннім живленням?
15. Як визначається значення струмів (потужностей), що витікають із джерел живлення в лінії із двостороннім живленням?
16. Що таке зрівняльний струм джерел живлення?
17. Алгоритм визначення перерізу проводів в лінії з двостороннім живленням з проводами із кольорових металів.

ТЕМА 7

ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

7.1 Вплив відхилень напруги на роботу споживачів електричної енергії

Як відмічалось вище, найефективніше споживачі електричної енергії працюють при номінальній напрузі. Проте забезпечити всіх споживачів номінальною напругою практично не можливо. Всякий провідник має певний опір, тому проходження електричного струму по електричній мережі пов'язане із втратами напруги. Ці втрати не залишаються сталими, так як навантаження мережі постійно змінюється на протязі доби, сезону, року і т.д. [11-13].

Внаслідок зміни навантаження змінюється і втрата напруги в мережі, і, як наслідок, змінюється напруга на затискачах у споживачів. Ці зміни можуть бути швидкими і короткочасними (наприклад під час пуску асинхронного двигуна із короткозамкненим ротором) або повільними і тривалими (при поступовій зміні навантаження на протязі доби або року і при плавному регулюванні напруги).

Короткочасні і швидкі стрибкоподібні зміни напруги в мережі називають коливанням напруги.

Повільну плавну зміну напруги, що зумовлена зміною навантаження, називають відхиленням напруги. **Відхилення напруги** – це алгебраїчна різниця між напругою в даній точці і номінальною напругою мережі. Відхилення напруги виражають у вольтах або у відсотках від номінальної напруги мережі.

При рівномірному розподілі навантаження вздовж лінії, що виконана проводом постійного перерізу, відхилення напруги в різних точках мережі буде мати наближено наступний вигляд (рисунки 7.1).

На початку мережі (точка А) напруга найбільша, а в кінці (точка В) – найменша. Номінальною напруга буде лише в точці С.

Відхилення напруги у вольтах на початку лінії (точка А):

$$\delta U_A = U_A - U_n. \quad (7.1)$$

Відхилення напруги у вольтах в кінці лінії (точка В):

$$\delta U_B = U_B - U_n. \quad (7.2)$$

де U_A , U_B – відповідно напруга на початку та в кінці лінії, В;
 U_n – номінальна напруга мережі, В.

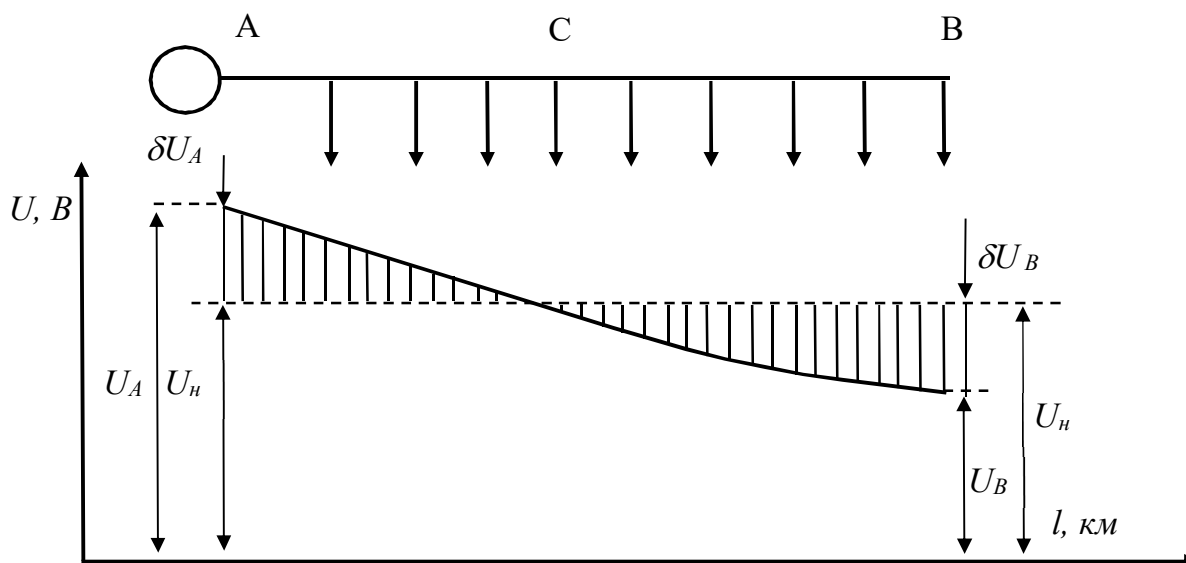


Рисунок 7.1 – Епюра розподілу напруги в лінії із рівномірним навантаженням

Відхилення напруги від номінальної впливає на роботу споживачів електричної енергії. Найбільш чутливі до зміни напруги лампи розжарювання. При зміні напруги лише на 1% потужність лампи змінюється на 1,5 %, світловий потік на 3,5 %, світлова віддача на 1,8 %, строк служби на 12...13%. Із сказаного слідує, що для ламп розжарювання відхилення напруги від номінальної є дуже не бажаним [11].

Люмінесцентні лампи менш чутливі до зміни напруги. При зміні напруги на 1% їх світловий потік змінюється на 1 %, а світлова віддача на 0,5 %. Проте при зниженні напруги на 6...7 % вони не загораються, а при збільшенні напруги на 6...7 % перегріваються дроселі та інша допоміжна апаратура.

Нагрівальні прилади (плити, праски, електропечі, електрокип'ятильники та ін.) відносно мало реагують на зміну напруги. Але потрібно враховувати те, що їх електрична потужність змінюється пропорційно квадрату напруги ($P=U^2/R$). Це означає, наприклад, що при напрузі 90 % від номінальної, електрична праска потужністю 800 Вт розвиває потужність лише 648 Вт (81%).

Зниження напруги веде до зменшення потужності електродвигунів. Важливо відмітити, що момент на валу асинхронного електродвигуна змінюється пропорційно квадрату прикладеної напруги (наприклад, при напрузі 90 % від номінальної момент обертання становитиме 81 % від номінального. Тому при зниженні напруги нормально завантаженого двигуна він може зупинитися (перекинутися), при цьому його ізоляція виходить із ладу.

В діючих нормах встановлено, що в електричних мережах загально користування напруга на затискачах струмоприймачів не повинна перевищувати

більше ніж на 5% і знижуватися також більше ніж на 5% від номінальної напруги мережі, тобто знаходитися в межах $\pm 5\%$ від U_n . Допускається максимально допустиме короткочасне відхилення напруги до $\pm 10\%$. За ДСТУ EN 50160:2014 зміна напруги не повинна перевищувати $\pm 10\%$ від величини номінальної напруги.

Напруга (відхилення напруги) у споживачів в значній мірі залежить від втрати напруги в елементах електричної мережі. Рівень напруги можна підвищити шляхом підвищення напруги на шинах джерела живлення. Зменшити коливання напруги можна шляхом збільшення перерізу проводів, але це веде до збільшення вартості лінії. Доцільно підтримувати рівень напруги в мережі шляхом регулювання.

Електричні мережі необхідно проектувати таким чином, щоб найбільші відхилення напруги не перевищували допустимі значення і були якомога ближчими до них, щоб запобігти зайвих витрат металу проводів.

Втрата напруги в лінії пов'язана безпосередньо із відхиленням напруги. Для лінії (рисунк 7.1) відхилення напруги виражається наступним чином (7.1), (7.2):

$$\delta U_A = U_A - U_n, \quad \delta U_B = U_B - U_n.$$

Віднімемо із першого виразу другий, і отримаємо:

$$\delta U_A - \delta U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB}. \quad (7.3)$$

Із виразу (7.3) видно, що втрата напруги в лінії ΔU_{AB} дорівнює різниці між відхиленням напруги на початку і в кінці даної лінії.

Як відмічалось вище, навантаження в лінії не залишається незмінним, а постійно і плавно змінюється.

Спостереження показали, що мінімальне навантаження в розподільних електричних мережах не знижується менш ніж до 25 % від максимального, тобто $S_{\min} \geq 0,25 S_{\max}$.

Відповідно, розрахунок електричних мереж виконують для двох випадків: для навантаження 100 і 25 % максимуму. В першому випадку (100% навантаження) втрата напруги в мережі буде максимальною і напруга у найбільш віддалених споживачів буде найнижчою. Відповідно, лінію розраховують таким чином, щоб відхилення напруги було більше -5% , тобто

$$\delta U^{100} \geq -5\% U_n. \quad (7.4)$$

При навантаженні 25 % від максимуму втрата напруги в мережі приблизно в 4 рази менша, тому напруга в мережі, а особливо у споживачів, що

розташовані поблизу підстанції, може значно перевищувати номінальну. В цьому випадку приймають заходи, щоб відхилення напруги на затискачах у споживача при 25% навантаженні не були більшими +5%, тобто

$$\delta U^{25} \leq +5\% U_{ном}. \quad (7.5)$$

7.2 Вплив елементів електричної мережі на відхилення напруги

До складу електричної мережі входять генератори, трансформатори (підвищувальні та знижувальні), проводи ліній електропередачі та ін., які по різному впливають на відхилення напруги у споживачів. Для визначення відхилення напруги у споживачів необхідно враховувати вплив вказаних елементів [11-13].

Генератори електричних станцій можуть підтримувати напругу на затискачах незмінною (сталою) при будь-якому навантаженні (в межах своєї номінальної потужності) або забезпечувати зустрічне регулювання напруги.

Режим сталої напруги, в якому працюють генератори енергетичних систем, полягає в тому, що напруга генератора під час його експлуатації, не залежно від навантаження, підтримується незмінною і на 5% перевищує номінальну напругу мережі. Режим сталої напруги генератора виражають наступним чином:

$$\delta U_z^{100} = \delta U_z^{25} = +5\%. \quad (7.6)$$

Режим зустрічного регулювання, в якому працюють переважно генератори ізольованих електростанцій, полягає в тому, що напруга генератора регулюється пропорційно зміні навантаження. Застосування зустрічного регулювання дозволяє збільшити допустиму втрату напруги в мережі. Можливі наступні граничні відхилення на затискачах генератора при зустрічному регулюванні:

$$\delta U_z^{100} = +10\%; \quad \delta U_z^{25} = 0\%. \quad (7.7)$$

Трансформатори

Наближена схема заміщення фази трансформатора представляє собою послідовно включені активний r_{mp} та реактивний x_{mp} опори. При проходженні струму через ці опори втрату напруги в трансформаторах визначають за відомим виразом:

$$\Delta U_{mp} = \sqrt{3} I_{\max} (r_{mp} \cdot \cos \varphi + x_{mp} \cdot \sin \varphi) .$$

У довідкових таблицях технічних даних трансформаторів значення опорів обмоток не наводяться. В цих таблицях є дані про напругу короткого замикання трансформатора $u_k \%$, струм неробочого ходу $I_x \%$, втрати потужності неробочого ходу $\Delta P_x \%$ та короткого замикання $\Delta P_{м.н} \%$. Використовуючи вказані параметри втрату напруги в трансформаторі можна визначити за виразами:

$$\Delta U_{mp} = U_n \frac{S_{\max}}{S_n} \left(\frac{u_a \%}{100} \cdot \cos \varphi + \frac{u_p \%}{100} \cdot \sin \varphi \right) , \quad (7.8)$$

$$\Delta U_{mp} \% = \frac{S_{\max}}{S_n} (u_a \% \cdot \cos \varphi + u_p \% \cdot \sin \varphi) , \quad (7.9)$$

де $u_a \%$, $u_p \%$ – відповідно, активна та реактивна складова напруги короткого замикання трансформатора, %.

В свою чергу активна складова напруги короткого замикання визначається за виразом:

$$u_a \% = \frac{\sqrt{3} I_{н.мп}}{U_n} 100 , \quad (7.10)$$

або

$$u_a \% = \frac{\Delta P_{м.н.}}{S_n} 100 . \quad (7.11)$$

Реактивна складова напруги короткого замикання визначається за виразом:

$$u_p \% = \sqrt{(u_k \%)^2 - (u_a \%)^2} . \quad (7.12)$$

Для трансформаторів споживчих підстанцій, при максимальному завантаженні, втрату напруги приймають наступною:

$$\Delta U_{mp}^{100} = (4...5) \% . \quad (7.13)$$

Відповідно при завантаженні трансформатора близько 25% втрату напруги приймають:

$$\Delta U_{mp}^{25} = 0,25 \cdot \Delta U_{mp}^{100}. \quad (7.14)$$

Вказані величини втрати напруги в трансформаторах приймають для наближених розрахунків.

Для компенсації втрати напруги в обмотках трансформаторів, їх виготовляють таким чином (вибір певної кількості витків обмотки), що в них забезпечується **стала надбавка**, яка дорівнює +5 % (+10 % – для трансформаторів 35/10 кВ із регулюванням напруги під навантаженням).

Якщо до первинної обмотки знижувального трансформатора підвести номінальну напругу, то на холостому ході напруга на вторинній обмотці становитиме 105 % (110 %) номінальної напруги мережі (наприклад 35/10,5 кВ, 35/11кВ, 10/0,4 кВ).

Крім того сучасні трансформатори виготовляють з перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) (при відключенні трансформатора від мережі) і з регулятором відгалужень обмотки під навантаженням (РПН) (без відключення його від мережі).

Трифазні знижувальні трансформатори із ПБЗ на напругу до 35 кВ включно мають в обмотці вищої напруги п'ять відгалужень (–5; –2,5; 0; +2,5; та + 5%) – це **регульована або змінна надбавка**. Відповідно, загальна надбавка трансформатора (сума постійної та регульованої (змінної) надбавок) в трансформаторах із ПБЗ може змінюватися від 0 до +10 % (**0** (+5, –5); **+2,5** (+5, –2,5); **+5** (+5, 0); **+7,5** (+5, +2,5); **+10 %** (+5, +5)).

При експлуатації трансформатора можна встановлювати будь-яке відгалуження. В різні сезони року, в залежності від завантаження трансформатора, можна перемикає відгалуження. Основним завданням проектувальника є підбір оптимального відгалуження.

При використанні знижувального трансформатора у якості підвищувального, при підведенні до первинної обмотки напруги 105 % – у вторинній обмотці буде напруга 100 %. Відповідно, якщо до первинної обмотки підвести напругу 100%, то у вторинній буде 95%.

Таким чином постійна надбавка поміняє знак і становитиме – 5 %. Змінні надбавки поміняються місцями, а загальна надбавка прийме значення від 0 до – 10 % (**0** (–5, +5); **–2,5** (–5, +2,5); **–5** (–5, 0); **–7,5** (–5, –2,5); **–10 %** (–5, –5))

При регулюванні напруги під навантаженням (РПН) перемикач здійснюється автоматично ступенями. Так, наприклад, для трансформаторів 35/10 кВ потужністю 1000...6300 кВА регулювання здійснюється в діапазоні – 9...+ 9 % (кроком 1,5 %).

Більш ефективним є регулювання напруги при використанні трансформаторів із РПН. В цьому випадку, частіше за все, здійснюється

зустрічне регулювання, тобто із зростанням навантаження напруга підвищується, а із зменшенням – знижується.

Шини живлячих підстанцій

За вимогами Правил улаштування електроустановок на шинах вторинної напруги підстанцій 110/35, 35/10, 110/35/10 та 110/10 кВ необхідно забезпечити зустрічне регулювання напруги в межах від 0 до + 5 % номінальної напруги мережі. Тобто відхилення напруги на шинах підстанції повинні бути наступними:

$$\delta U_{ПС}^{100} = +5\%; \quad \delta U_{ПС}^{25} = 0\%. \quad (7.15)$$

На практиці відхилення напруги на шинах підстанцій часто виходять за вказані межі із різних причин. Це необхідно враховувати при проектуванні електричних мереж.

При проектуванні електричних мереж необхідно отримати від енергопостачального підприємства інформацію про фактичне відхилення напруги на шинах підстанції, від якої здійснюється живлення району.

При значному відхиленні напруги на шинах підстанції застосовують спеціальні заходи регулювання напруги в мережі.

Проводи повітряних ліній

Втрату напруги в проводах повітряних ліній при максимальному навантаженні $\Delta U_{ПЛ}^{100}$ визначають методом, який було розглянуто вище (розділ 6, вирази (6.38) та (6.39)).

Так як втрата напруги в лінії пропорційна навантаженню, то при мінімальній потужності, що споживається, в проводах повітряної лінії вона становить 25 % від максимального значення:

$$\Delta U_{ПЛ}^{25} = 0,25 \Delta U_{ПЛ}^{100}. \quad (7.16)$$

7.3 Визначення допустимої втрати напруги в мережі за таблицею відхилень

Допустима втрата напруги в мережі визначається допустимим відхиленням напруги у споживачів, яке повинне знаходитися в межах $\pm 5\%$, та рівнем відхилення напруги на шинах джерела живлення (генератора, трансформаторної підстанції) [11-13].

Відхилення напруги і втрата її в мережі пов'язані між собою рівнянням (7.3):

$$\delta U_A - \delta U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB}.$$

Для визначення допустимої втрати напруги в мережі складають таблицю відхилень напруги.

У таблиці розглядають два режими роботи мережі: режим максимального навантаження (100 %) і режим мінімального навантаження (25%). У таблицю заносять всі елементи електричної мережі, від точки, для якої відомий режим напруги (генератор, шини трансформаторної підстанції) – до споживачів.

Таблицю відхилень напруги складають для найбільш віддаленої від джерела живлення трансформаторної підстанції і для найбільш наближеної підстанції.

Для обох режимів навантаження (100 і 25 %) записують усі відомі відхилення напруги на елементах мережі. Далі вибирають відгалуження трансформаторів. За режимом максимального навантаження визначають допустиму втрату напруги в лініях.

Загальна допустима втрата напруги в мережі під час 100 % навантаження визначається за виразом:

$$\Delta U_{доп}^{100} = \delta U_{живл.}^{100} + \sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{змін.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{100} - \delta U_{спож.}^{100}, \quad (7.17)$$

де $\delta U_{живл.}^{100}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 100% навантаженні (для мережі 10...0,4кВ – на шинах 10 кВ ТП 35/10кВ), %;

$\delta U_{спож.}^{100}$ – допустиме відхилення напруги у споживача при 100 % навантаженні, %; $\delta U_{спож.}^{100} = -5\%$;

$\sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{змін.})$ – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{втр.}^{100}$ – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 100 % навантаженні, %.

Одержану за виразом (7.17) загальну допустиму втрату напруги $\Delta U_{доп}^{100}$ необхідно розділити між лініями різних класів напруги, що входять до складу мережі.

Доцільність вибраних відгалужень трансформаторів перевіряють за відхиленням напруги у споживачів у режимі мінімального навантаження $\delta U_{спож.}^{25}$ (порівнюють із допустимим).

Відхилення напруги у найближчого споживача при 25 % навантаженні перевіряємо за виразом:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\% , \quad (7.18)$$

де $\delta U_{\text{живл.}}^{25}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 25 % навантаженні (для мережі 35/10/0,4 кВ – на шинах 10кВ підстанції 35/10 кВ), %;

$\sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{змін.}})$ – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25}$ – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 25% навантаженні, %.

Приклад. Розглянемо варіант живлення споживачів від шин 10 кВ ТП 35/10 кВ. Визначальним тут є відхилення напруги в місці приєднання мережі до підстанції (шини 10 кВ). Перед проектуванням електричної мережі необхідно отримати відомості від енергопостачальної організації про рівень фактичного відхилення напруги на шинах 10 кВ підстанції 35/10 кВ.

Визначимо допустиму втрату напруги для мережі, що наведена на рисунку 7.2.

Будемо вважати, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН), що дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ РТП в межах:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{100} = +5\% , \quad \delta U_{\text{живл.}}^{25} = 0\% .$$

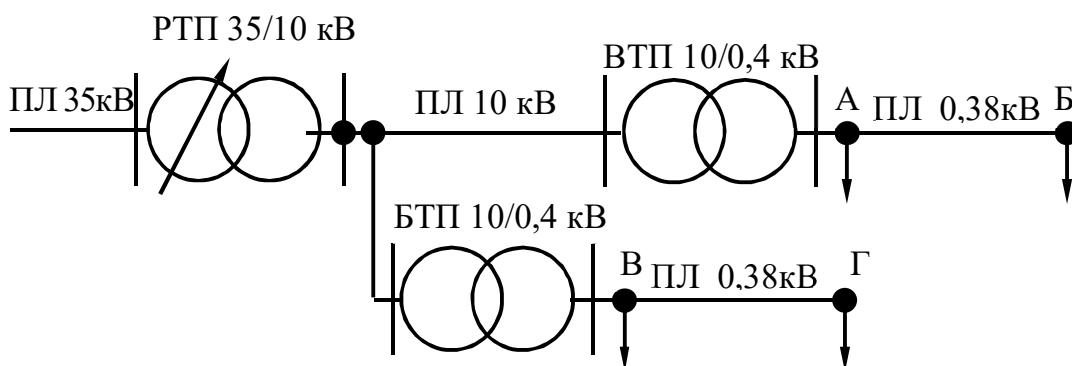


Рисунок 7.2 – Розрахункова схема електричної мережі

Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10 та 0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 7.1).

Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) приймаємо надбавку трансформатора + 7,5 % (+5 – постійна; +2,5 – змінна надбавка). Тоді сумарно допустима втрата напруги в мережах 10 і 0,38 кВ до точки Б за виразом (7.17) становить:

$$\Delta U_{\text{доп}Б}^{100} = +5 + (+5 + 2,5) - 4 - (-5) = 13,5 \, \%.$$

Таблиця 7.1 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

Елемент мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП)		Найближча ТП 10/0,4 кВ (БТП)	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+5	0	+5	0
Лінія 10 кВ	– 6,0	– 1,5	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– перемінна надбавка	+2,5	+2,5	-2,5	-2,5
– втрати	– 4	– 1	– 4	– 1
Лінія 0,38 кВ	– 7,5	0	– 7,5	0
Відхилення напруги у споживача	– 5	5 < +5	– 5	4 < +5

Загальна втрата напруги $\Delta U_{\text{доп}Б}^{100} = 13,5 \, \%$, ділиться приблизно порівну між мережами (лініями) напругою 10 та 0,38 кВ:

$$\Delta U_{\text{доп}10}^{100} = 6\%, \quad \Delta U_{\text{доп}0,38}^{100} = 7,5\%.$$

За виразом (7.18) перевіримо відхилення напруги у найближчого споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП (ВТП) (точка А, рисунок 7.2). Будемо вважати, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки А дорівнює нулю – $\Delta U_{0,38}^{25} = 0 \, \%$ (споживач розташований безпосередньо біля шин 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ – лінія має малу довжину), тоді:

$$\delta U_{\text{спож.А}}^{25} = 0 + (+5 + 2,5) - (1,5 + 1 + 0) = 5\% = + 5 \, \%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 10 кВ, яка дорівнює – 6 % (таблиця 7.1), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ.

Фактична втрата напруги в мережі визначається шляхом розрахунків. Вона не повинна перевищувати допустиму. Для даного прикладу:

$$\Delta U_{\text{факт.10}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп}10}^{100} = 6\%.$$

Для найближчої ТП 10/0,4 кВ (БТП, рисунок 7.2) приймаємо надбавку трансформатора +2,5 % (+5 – постійна; –2,5 – змінна надбавка). Так як до БТП лінія 10 кВ має дуже незначну довжину, то приймаємо, що втрата напруги в ній дорівнює 0 ($\Delta U_{10}^{100} = \Delta U_{10}^{25} = 0$). Тоді допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Г (рисунок 7.2) складе:

$$\Delta U_{\text{доп}0,38\Gamma}^{100} = +5 + (+5 - 2,5) - (0 + 4) - (-5) = 7,5 \, \%.$$

Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень до точки В:

$$\delta U_{\text{спож.В}}^{25} = 0 + (+5 + 0) - (0 + 1 + 0) = 4\% < +5 \, \%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ (для ВТП та БТП, таблиця 7.1), яка дорівнює –7,5 % перевіряються вибранні перерізи проводів ПЛ-0,38 кВ. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму. Для даного прикладу:

$$\Delta U_{\text{факт. 0,38}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп 0,38}}^{100} = 7,5\%.$$

При проектуванні мережі лише однієї підстанції ТП 10/0,4 кВ (ПТП), яка може бути розташована в будь-якому місці мережі 10 кВ (рисунок 7.3) постає питання визначення втрати напруги в мережі 0,38 кВ цієї підстанції.

Аналогічно, як і в попередньому випадку, для визначення допустимої втрати напруги в мережі 10 та 0,38 кВ складається таблиця відхилень (таблиця 7.2).

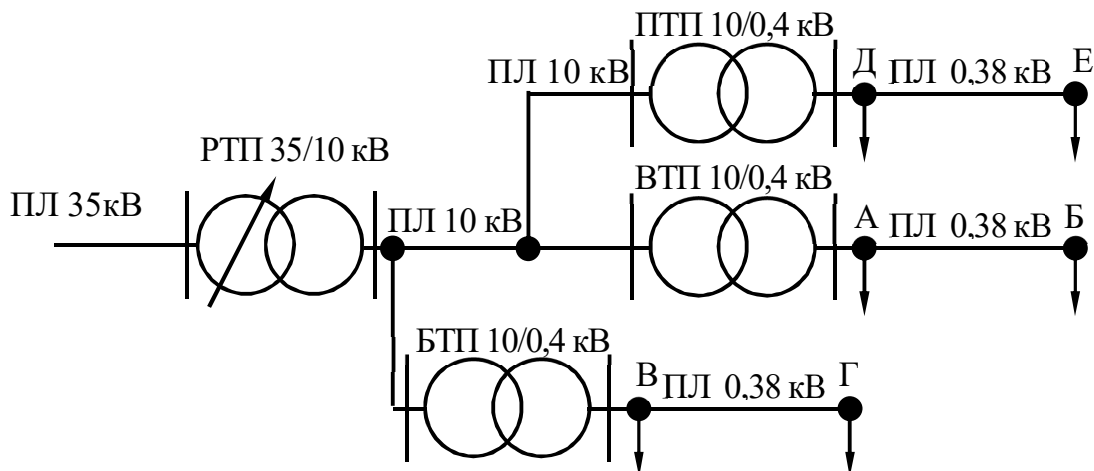


Рисунок 7.3 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 7.2 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

Елемент мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП)		Проектована ТП 10/0,4 кВ (ПТП)	
	100 %	25 %	100 %	25 %
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+5	0	+5	0
Лінія 10 кВ	–6,0	–1,5	–3,0	0,75
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– перемінна надбавка	+2,5	+2,5	–2,5	–2,5
– втрати	– 4	–1	– 4	–1
Лінія 0,38 кВ	– 7,5	0	– 8,0	0
Відхилення напруги у споживача	– 5	5 = +5	– 5	3,25 < +5

Для віддаленої підстанції (ВТП) розрахунки виконуються аналогічно як і в попередньому прикладі (таблиця 7.1), результати заносимо до таблиці 7.2.

За допустимою втратою напруги в лінії 10 кВ, яка дорівнює –6 % (таблиця 7.2), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ.

Фактична втрата напруги в мережі визначається шляхом розрахунків. Вона не повинна перевищувати допустиму. Для даного прикладу:

$$\Delta U_{\text{факт. 10}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп 10}}^{100} = 6\%.$$

Після вибору перерізу проводів ПЛ 10 кВ визначається фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до шин 10 кВ проекрованої ТП 10/0,4кВ (ПТП, рисунок 7.3).

Припустимо, що фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до шин 10 кВ ПТП (рисунок 7.3) складає $\Delta U_{\text{факт 10}}^{100} = 3\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 7.2 і визначаємо допустиму втрату напруги в лініях 0,38 кВ, що відходять від ПТП.

Для проекрованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП) приймаємо надбавку трансформатора +5 % (+5 – постійна; 0 – перемінна надбавка). Тоді допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Е (рисунок 7.3) складе:

$$\Delta U_{\text{доп 0,38 E}}^{100} = +5 + (+5 + 0) - (3 + 4) - (-5) = 8\%.$$

Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень до точки Д (рисунок 7.3):

$$\delta U_{\text{спож. Д}}^{25} = 0 + (+5 + 0) - (0,75 + 1 + 0) = 3,25\% < +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ (для ПТП, таблиця 7.2), яка дорівнює 8% перевіряються вибранні перерізи проводів ПЛ 0,38 кВ, що відходять від ПТП. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму. Для даного прикладу:

$$\Delta U_{\text{факт. 0,38}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп 0,38}}^{100} = 8\%.$$

7.4 Перевірка електричної мережі на коливання напруги під час пуску електричних двигунів

Пусковий струм короткозамкнених електродвигунів у 4...7,5 разів більший від їх номінального струму. Тому втрата напруги в мережі під час пуску електродвигуна в кілька разів більша від втрати напруги при його нормальній роботі, що приводить до різкого зниження напруги на клеммах електродвигунів [11-13].

Пуски електродвигунів здійснюються не часто, а тривалість пуску здебільшого не перевищує 10 с. У зв'язку із цим допускають значно більші відхилення напруги під час пуску електродвигунів, ніж при нормальній їх роботі. Проте пусковий момент повинен бути достатнім для розгону електродвигуна до номінальних обертів [11, 12].

Для електродвигунів з легкими умовами пуску (початковий момент приводного механізму менший за $1/3 M_{\text{де}}$, або дорівнює йому) допускається зменшення напруги на затискачах, у момент пуску, не нижче як на 30 % від номінальної. На затискачах інших електродвигунів напруга не повинна знижуватись більш як на 20 % .

Коливання напруги в мережі перевіряють здебільшого при пуску короткозамкнених електродвигунів, приєднаних до джерела електроенергії (трансформатора) через повітряну лінію.

Для того, щоб коливання напруги в мережі 0,38 кВ під час пуску асинхронного електродвигуна знаходилося у заданих межах, необхідно щоб виконувалася умова:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{доп}} \%, \quad (7.19)$$

де $\Delta U_{\text{доп}} \%$ – допустиме коливання (втрата) напруги в мережі, %;

$\Delta U_{\text{факт}} \%$ – фактичне коливання (втрата) напруги в мережі, %.

Наближене значення фактичного коливання напруги у процентах, при пуску двигуна, визначають за формулою:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{z_{\text{м}}}{z_{\text{м}} + z_{\text{дв.}}} \cdot 100 \% , \quad (7.20)$$

де $z_{\text{м}}$ – повний опір електричної мережі, Ом;
 $z_{\text{дв.}}$ – повний опір короткого замикання двигуна, Ом.
 Причому повний опір короткого замикання двигуна:

$$z_{\text{дв.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв.}}} , \quad (7.21)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;
 κ_i – кратність пускового струму електродвигуна;
 $I_{\text{н.дв.}}$ – номінальний струм електродвигуна (каталожні дані), А.
 При живленні від трансформатора повний опір мережі визначається за виразом:

$$z_{\text{м}} = z_{\text{л}} + z_{\text{мп}} , \quad (7.22)$$

де $z_{\text{л}}$ – повний опір лінії від трансформатора до двигуна, Ом;
 $z_{\text{мп}}$ – повний опір короткого замикання трансформатора, Ом.
 Повний опір лінії від трансформатора до двигуна:

$$z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{0i}^2 + x_{0i}^2} , \quad (7.23)$$

де r_{0i}, x_{0i} – питомі опори (активний, реактивний) проводів i -тої ділянки лінії, Ом/км;
 l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.
 Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{\text{мп}} = \frac{u_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{н.мп}}} , \quad (7.24)$$

де $u_{\text{к}} \%$ – напруга короткого замикання трансформатора, %;
 $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга трансформатора з низької сторони, кВ;
 $S_{\text{н.мп}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.
 Перевіряємо виконання умови (7.19):

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} \% .$$

7.5 Регулювання напруги в електричних мережах

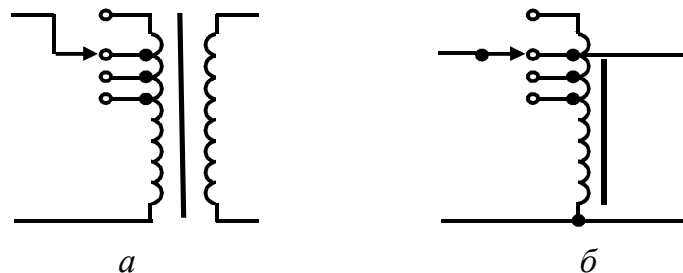
Регулювання напруги в електричних мережах покращує режим напруги у споживачів, підвищуючи при цьому якість електричної енергії, що поставляється споживачам [11-14, 16].

Регулювання напруги також підвищує допустиму втрату напруги в мережі до межі, яка визначається економічною доцільністю, що веде до зниження витрат металу на проводи.

Напругу в електричних мережах, на сьогодні, можна підтримувати за допомогою мережевих регуляторів напруги різних типів, перемиканням відгалужень трансформаторів, включенням в мережу конденсаторів (паралельно або послідовно).

Мережеві регулятори напруги призначені для регулювання напруги в будь-яких точках мережі. Чим ближче регулятор до споживача тим ефективніше регулювання напруги. В якості регуляторів застосовують трансформатори або автотрансформатори із зміною коефіцієнту трансформації під навантаженням (рисунок 7.4).

Відгалуження обмотки виконують із високої сторони (менші струми). Перемикач відгалужень виконують таким чином, щоб забезпечити перемикання без розриву кола. Керування регуляторами здійснюється автоматично. В якості первинного перетворювача (датчика) напруги застосовується реле напруги. Для відстроювання від короткочасних змін напруги в мережі і для зменшення кількості перемикань протягом доби передбачається витримка часу яку забезпечує реле часу. Перемикання відгалужень здійснюється електродвигуном постійного струму.



а – трансформатора із регулюванням напруги під навантаженням; *б* – автотрансформатора із регулюванням напруги під навантаженням

Рисунок 7.4 – Схема однієї фази

Промисловість випускає трансформатори із РПН типу ТМН. Для потужностей 1000...6300 кВА, частіше за все, застосовують межі регулювання $\pm 9\%$ ($\pm 6 \times 1,5\%$). В перемикачі є шість ступенів тонкого регулювання і один ступінь грубого регулювання (рівний половині діапазону регулювання).

Вказані регулятори дозволяють підтримувати напругу на виводах трансформатора на рівні $105\% U_n$. Таким шляхом здійснюється компенсація втрати напруги в лінії і в трансформаторі.

На рисунку 7.5 представлена функційна схема простого пристрою автоматично регулювання напруги під навантаженням.

Регулятор приєднують до вимірювального трансформатора напруги TV і трансформатора струму ТА через трансформатори TVL та TAL.

Зміна коефіцієнта трансформації трансформатора здійснюється за законом зустрічного регулювання. У разі відхилення напруги від заданого рівня вихідні реле регулятора (KL1, KL2) посилають у привід перемикача відгалужень сигнали «Вище» (KL1) або «Ниже» (KL2) з витримкою часу, що створюється органом витримки часу ОВЧ.

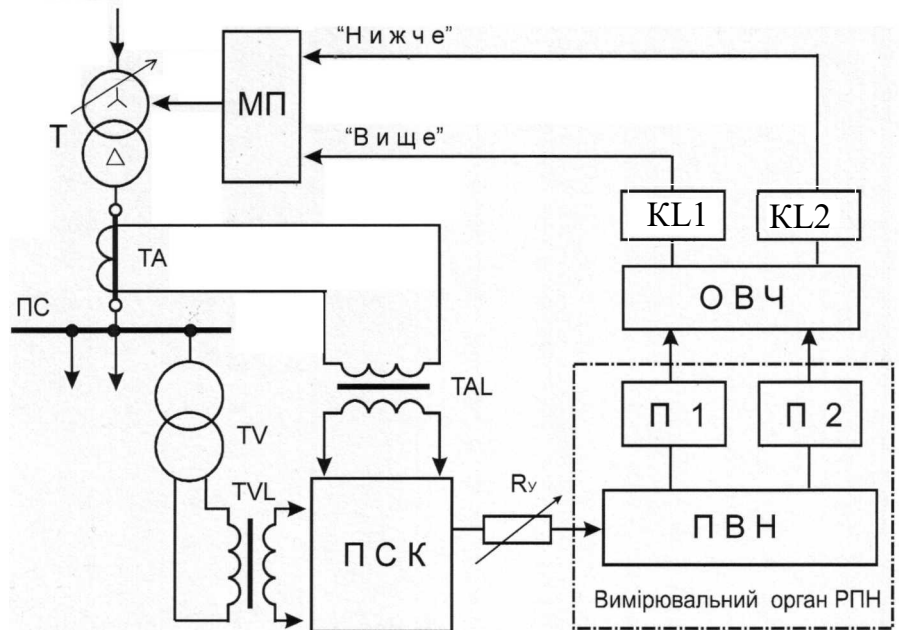


Рисунок 7.5 – Функційна схема регулятора напруги під навантаженням

Вимірювальний орган регулятора (перетворювач відхилення напруги – ПВН) може реагувати на зміну:

- значення напруги у місці встановлення регулятора (за вимкненого пристрою струмової компенсації (ПСК));
- значення геометричної суми напруги у місці встановлення регулятора і падіння напруги від струму лінії в еквівалентному опорі ПСК (струмова компенсація падіння напруги в лінії);
- значення напруги у місці встановлення регулятора з корекцією від струму в живильній лінії.

Вимірювальний орган має два виходи за кількістю каналів регулятора.

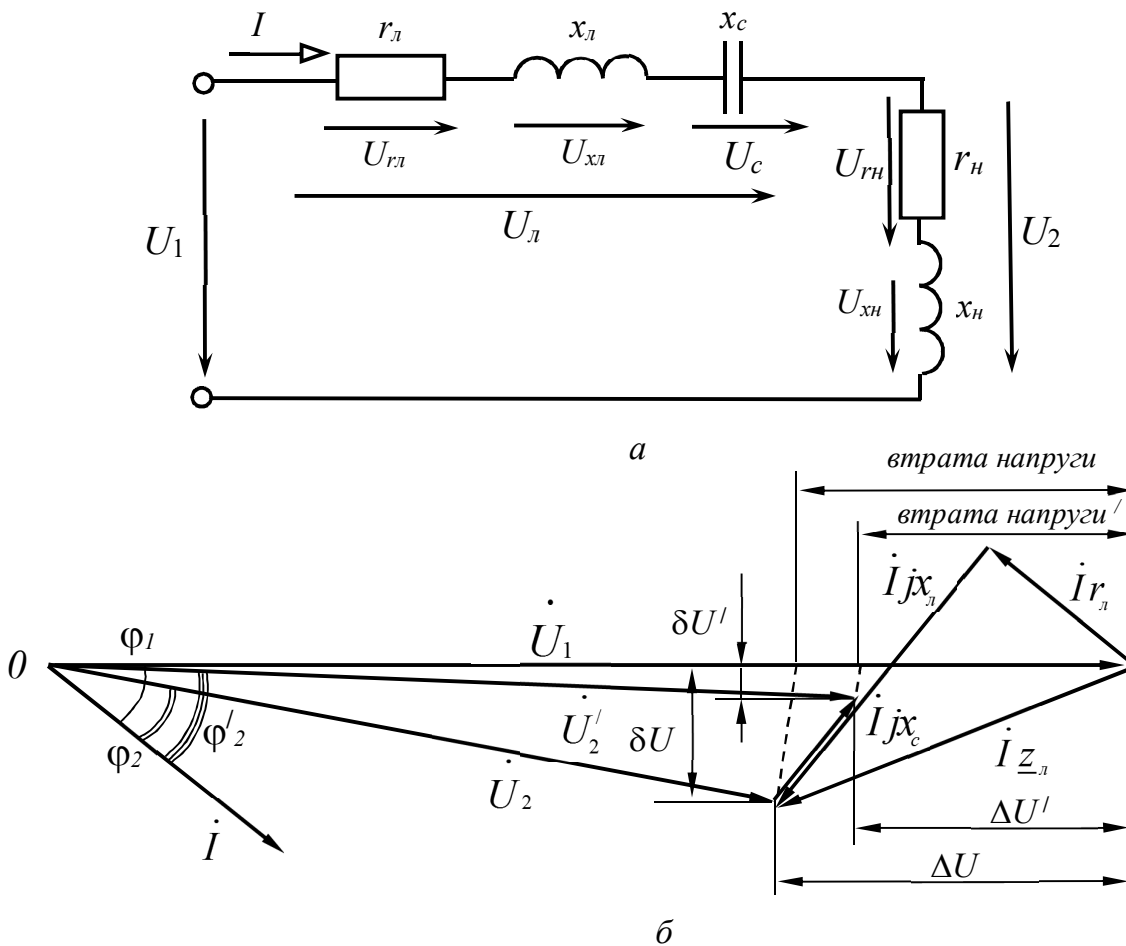
Підсилювач з релейною характеристикою П1 реагує на зниження напруги в мережі, а П2 — на зростання напруги.

Пристрій струмової компенсації ПСК здійснює імітацію падіння напруги в розподільній мережі. Активний та реактивний опори мережі можуть

імітуватися різними за характером опорами, наприклад тільки активними, а потрібні фази складових падіння напруги отримують добором відповідних фаз струму. За допомогою R_y вибирається уставка спрацювання регулятора.

Послідовне (поздовжнє) підключення конденсаторів.

Одним із способів регулювання напруги в електричній мережі є поздовжня ємнісна компенсація (ПЄК), яка полягає у послідовному включенні в лінію електропередавання ємнісного опору у вигляді конденсаторів (блока конденсаторів) (рисунок 7.6, а). Цей опір частково або повністю компенсує індуктивний опір лінії (рисунок 7.6, б). Внаслідок цього в лінії зменшуються втрати напруги, що в свою чергу призводить до підвищення рівня напруги у споживача.



а – схема заміщення мережі; б – векторна діаграма
Рисунок 7.6 – Послідовне підключення конденсаторів в лінію

Регулювання напруги таким способом має ряд переваг у порівнянні із іншими способами регулювання напруги:

- пристрої ПЄК мають порівняно просту конструкцію;

– ефект компенсації залежить від струму навантаження, тобто величина втрати напруги, що компенсується, із зростанням навантаження збільшується, і навпаки, зменшується при його зменшенні.

Як відмічалось раніше, вирази (6.22) та (6.23), поздовжня та поперечна складові втрати напруги в лінії без компенсації визначаються за виразами, відповідно:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (r_{\text{л}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{л}} \cdot \sin \varphi) ,$$

$$\delta U = \sqrt{3} I (x_{\text{л}} \cdot \cos \varphi - r_{\text{л}} \cdot \sin \varphi) .$$

При наявності поздовжньої компенсації (ПСК) ці складові визначаються за виразами, відповідно:

$$\Delta U' = \sqrt{3} I [r_{\text{л}} \cos \varphi + (x_{\text{л}} - x_{\text{с}}) \sin \varphi] , \quad (7.25)$$

$$\delta U' = \sqrt{3} I [(x_{\text{л}} - x_{\text{с}}) \cos \varphi + r_{\text{л}} \sin \varphi] . \quad (7.26)$$

Зазвичай при розрахунках втрати напруги в лініях електропередавання поперечною складовою (вираз 7.26) зневажають, у зв'язку із тим, що вона дуже незначна. В подальшому розглядаємо лише поздовжню складову втрати напруги в лінії (7.25).

Із приведених вище формул можемо записати:

$$\Delta U = \Delta U' + \Delta U_{\text{рег.}} \quad (7.27)$$

$$\Delta U_{\text{рег.}} = \sqrt{3} I_p \cdot x_{\text{с}} , \quad (7.28)$$

де I_p – робочий струм лінії, А;

$x_{\text{с}}$ – опір конденсатора, Ом.

Потужність конденсатора:

$$Q_{\text{с}} = 3 I_{p \text{ max}}^2 \cdot x_{\text{с}} , \quad (7.29)$$

де $I_{p \text{ max}}^2$ – максимальний робочий струм лінії, А.

На практиці потужність конденсаторів (пристроїв поздовжньої компенсації) розраховують виходячи із бажаного рівня напруги в мережі (лінії)

при відомому значенні перерізу проводів. В таких випадках потужність конденсаторів визначають за формулою:

$$Q_c = \frac{P}{\cos \varphi} \left[\sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''} \right)^2 - (\cos \varphi)^2} \right], \quad (7.30)$$

$$Q_c = S_{\max} \left[\sin \varphi - \sqrt{\frac{1}{(1 + \Delta U_{\text{рег.}})^2} - \cos^2 \varphi} \right]. \quad (7.31)$$

де $S_{\max}$ – максимальна потужність мережі в місці встановлення конденсаторів, ВА;
 $\Delta U_{\text{рег.}}$ – надбавка напруги, яку необхідно отримати, виражена у відносних одиницях до напруги мережі.

Застосування поздовжньої компенсації втрати напруги є доцільним лише в електричних мережах в яких присутнє значне реактивне навантаження, коефіцієнт потужності знаходиться в межах $\cos \varphi = 0,7 \dots 0,8$.

Особливо ефективно компенсуються втрати напруги від пуску потужних електродвигунів, коли при значному пусковому струмі спостерігається низький коефіцієнт потужності.

Для вибору конденсаторів також визначають їх реактивний опір:

$$x_c = \frac{Q_c}{3I_{\max}^2}, \quad (7.32)$$

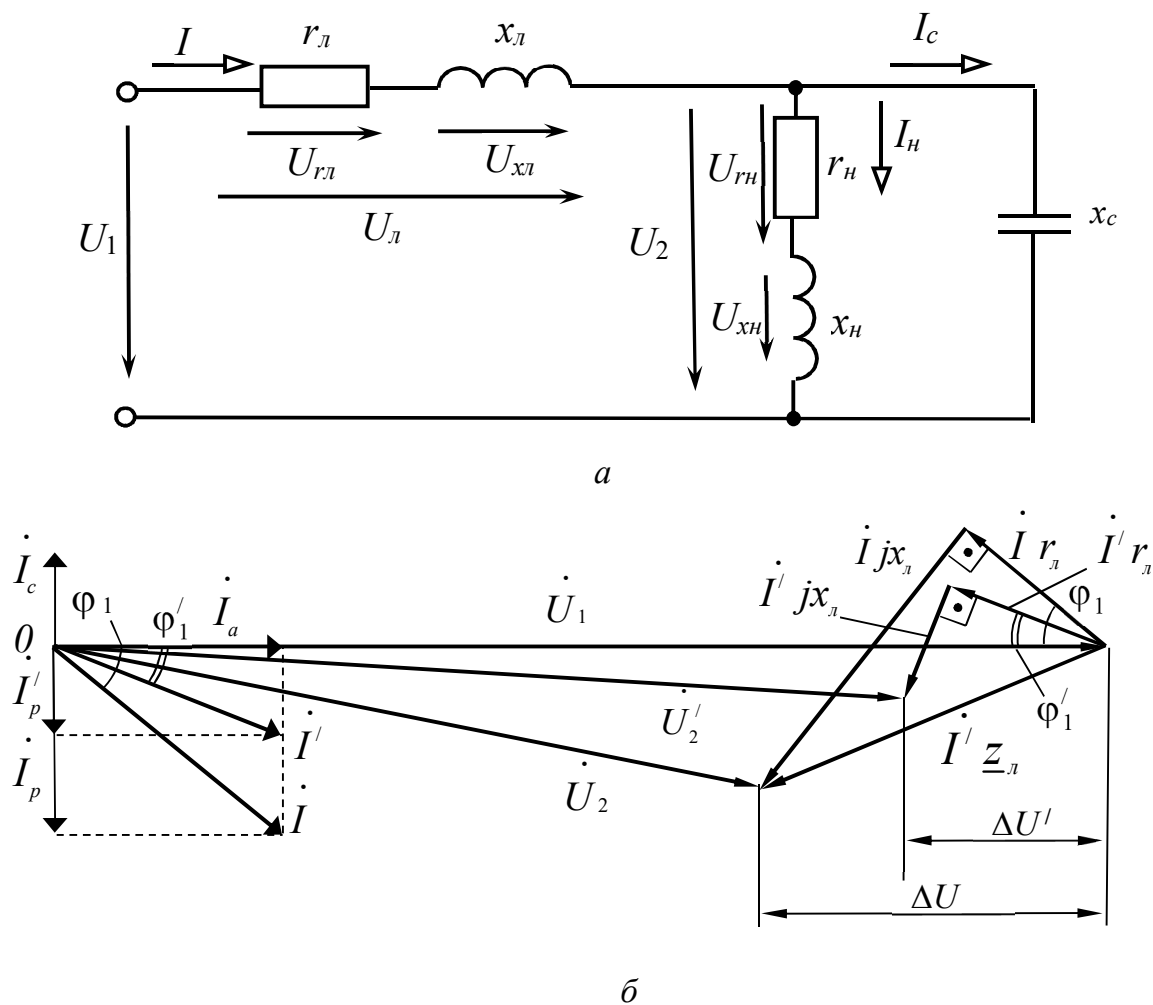
$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_n}. \quad (7.33)$$

Конденсатори підбирають таким чином, щоб їх опір був якомога ближчим до розрахункового, але не менше його.

Для радіальної лінії із навантаженням в кінці, з точки зору регулювання напруги, розміщувати конденсатори можна в будь-якій точці мережі. Проте, доцільно розміщувати конденсатори в кінці лінії, біля споживача. При такому розміщенні конденсатори менше піддаються перенапрузі, так як більшість коротких замикань буде виникати до них.

Паралельне підключення конденсаторів.

Іншим способом зменшення втрат напруги в мережі є компенсація реактивної потужності споживачів (зменшення навантаження споживачів) або так звана поперечна ємнісна компенсація, при якій статичні конденсатори включаються паралельно навантаженню (рисунк 7.7, а).



a – схема заміщення мережі; b – векторна діаграма
Рисунок 7.7 – Паралельне підключення конденсаторів

Як відомо, значна частина електроприймачів, що приєднані до електричної мережі, окрім активної потужності споживають також і реактивну. Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни. Частина реактивної потужності також втрачається в обмотках трансформаторів і в проводах ліній електропередачі.

У зв'язку із цим мережами також повинна передаватися реактивна потужність. Передача реактивної потужності по мережі для цих споживачів спричиняє додаткові втрати напруги та енергії.

Для розвантаження електричної мережі від реактивної потужності доцільно цю потужність або її частину генерувати на місці споживання (біля споживача). Джерелом реактивної потужності є, наприклад, статичні конденсатори, що встановлюються на місці споживання реактивної потужності і підключаються паралельно навантаженню.

Конденсатор в цьому випадку є джерелом потужності, що випереджає (ємнісної потужності) або, що те ж саме – джерелом реактивної потужності.

При наявності поперечної компенсації втрата напруги визначається згідно із виразами (6.38) та (6.39) наступним чином:

$$\Delta U = \sqrt{3} [I_a \cdot r_l + (I_p - I_c) \cdot x_l], \quad (7.34)$$

або

$$\Delta U = \frac{\sum P \cdot r_l + \sum (Q_L - Q_C) \cdot x_l}{U_n}. \quad (7.35)$$

Тоді при паралельному підключенні конденсаторів:

$$\Delta U_{рег} = \sqrt{3} I_c \cdot x_l, \quad (7.36)$$

де I_c – ємнісний струм лінії, А;

x_l – індуктивний опір лінії, Ом.

Потужність пристрою компенсації при паралельному підключенні конденсаторів визначається за виразом:

$$Q_c = P \cdot (tg\varphi - tg\varphi'), \quad (7.37)$$

де P – активна потужність споживачів, кВт;

$P \cdot tg\varphi$ – реактивна потужність споживачів без компенсації, кВАр;

$P \cdot tg\varphi'$ – реактивна потужність, що передається по лінії при застосуванні компенсації, кВАр.

Ємність конденсаторів пристрою компенсації визначається за виразом:

$$C_{комп} = \frac{Q_c}{2\pi f U_n^2}, \quad (7.38)$$

де f – частота струму, Гц.

Векторна діаграма напруги з врахуванням поперечної компенсації представлена на рисунку 7.7 б.

Приклади розрахунків за темою 7

ЗАДАЧА 7.1

Визначити допустиму втрату напруги в мережі 10/0,4 кВ, що наведена на рисунку 7.8. Живлення споживачів здійснюється від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ. Прийняти, що РТП (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ в межах $\delta U_{\text{спож.}}^{100} = +4\%$, $\delta U_{\text{живл.}}^{25} = -1\%$. Фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП складає $\Delta U_{\text{факт } 10}^{100} = 4\%$.

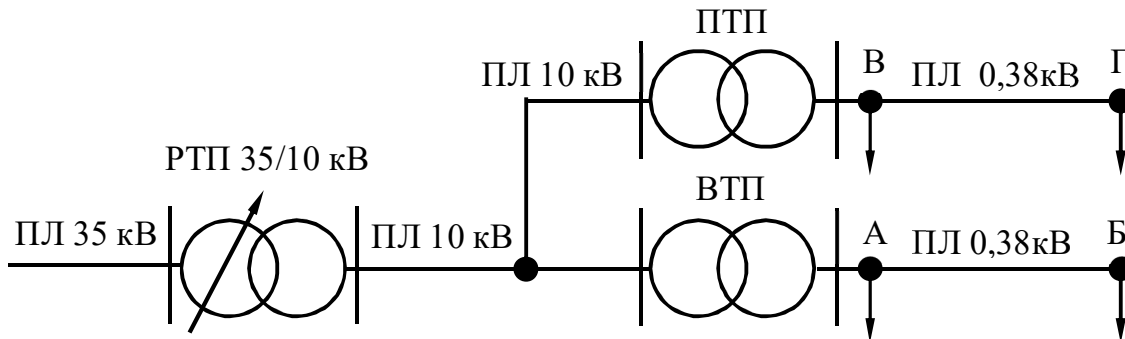


Рисунок 7.8 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ

1. Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10/0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 7.3).

Таблиця 7.3 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

Елемент мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП)		Проектована ТП 10/0,4 кВ (ПТП)	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+4	-1	+4	-1
Лінія 10 кВ	-6	-1,5	-4	-1
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– змінна надбавка	+2,5	+2,5	0	0
– втрати	-4	-1	-4	-1
Лінія 0,38 кВ	-6,5	0	-6	0
Відхилення напруги у споживача	-5	4 < +5	-5	2,0 < +5

2. Визначаємо елементи, що входять до складу мережі та заносимо до таблиці відповідні значення відхилень напруги на них.

3. Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) приймаємо надбавку трансформатора 10/0,4 кВ +7,5 % (+5 – постійна; +2,5 – змінна надбавка).

4. Визначаємо сумарну допустиму втрату напруги в мережі 10/0,38 кВ до точки Б (рисунок 7.8):

$$\Delta U_{\text{дон } B}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100} ;$$

$$\Delta U_{\text{дон } B}^{100} = +4 + (+5 + 2,5) - 4 - (-5) = 12,5 \% .$$

5. Загальну втрату напруги $\Delta U_{\text{дон}}^{100}$, %, розподіляємо приблизно порівну між мережами (лініями) 10 та 0,38 кВ:

$$\Delta U_{\text{дон } 10}^{100} = 6 \% ,$$

$$\Delta U_{\text{дон } 0,38}^{100} = 6,5 \% .$$

6. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача віддаленої ТП (ВТП) при 25 % навантаженні (точка А, рисунок 7.8). Приймаємо, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки А дорівнює нулю – $\Delta U_{0,38}^{25} = 0\%$ (споживач розташований поблизу шин 0,4 кВ ВТП), тоді:

$$\delta U_{\text{спож. } A}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5 \% ;$$

$$\delta U_{\text{спож. } A}^{25} = -1 + (+5 + 2,5) - (1,5 + 1 + 0) = 4\% < +5\% - \text{умова виконується.}$$

7. За допустимою втратою напруги в лінії 10 кВ, яка дорівнює 6 % (таблиця 7.3), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ. Фактична втрата напруги до будь-якої точки мережі 10 кВ не повинна перевищувати допустиму: $\Delta U_{\text{факт. } 10}^{100} \leq \Delta U_{\text{дон } 10}^{100} = 6\%$.

8. Після вибору перерізу проводів ПЛ 10 кВ визначається фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до проекрованої ТП 10/0,4кВ (ПТП, рисунок 7.8). Згідно із завданням, фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП складає $\Delta U_{\text{факт } 10}^{100} = 4\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 7.3.

9. Для проекрованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП, рисунок 7.8) приймаємо надбавку трансформатора +5 % (+5 – постійна надбавка; 0 – змінна надбавка).

10. Допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Г складе:

$$\Delta U_{\text{дон. } \Gamma}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100} ;$$

$$\Delta U_{\text{дон } 0,38 \Gamma}^{100} = +4 + (+5 + 0) - (4 + 4) - (-5) = 6 \% .$$

11. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача проекрованої ТП (ПТП) при 25% навантаженні (точка В, рисунок 7.8):

$$\delta U_{\text{спож. } B}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5 \% ;$$

$$\delta U_{\text{спож. } B}^{25} = -1 + (+5 + 0) - (1 + 1 + 0) = 2 \% < +5 \% - \text{умова виконується.}$$

12. За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ для ПТП, яка дорівнює 6 % (таблиця 7.3), перевіряються вибрані перерізи проводів ПЛ 0,38 кВ, що відходять від ПТП (рисунок 7.8).

Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, що визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму: $\Delta U_{\text{факт. } 0,38}^{100} \leq \Delta U_{\text{дон } 0,38 \Gamma}^{100}$.

ЗАДАЧА 7.2

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором АИР132М4 потужністю 11 кВт і напругою 0,38 кВ встановлений в приміщенні майстерні (рисунок 7.9). Майстерня отримує живлення від трансформатора потужністю 25 кВА повітряною лінією довжиною 0,35 км, яку виконано проводом АС25. Допустиме коливання напруги в мережі $\Delta U_{\text{дон}} = 30\%$. Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного електродвигуна.

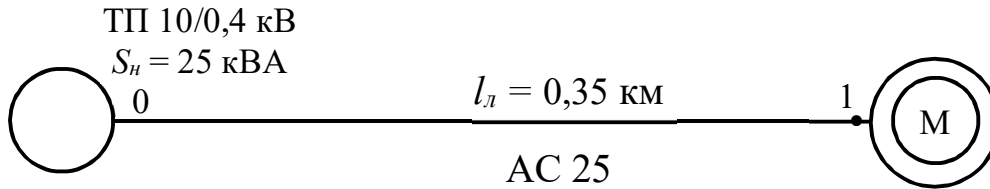


Рисунок 7.9 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку Б.

1. Задаємося умовою:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} = 30\%.$$

2. Повний опір короткого замикання асинхронного двигуна:

$$z_{\text{дв}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв}}}; \quad z_{\text{дв}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 7,5 \cdot 22} = 1,33 \text{ Ом}; \quad I_{\text{н.дв}} = 22 \text{ А}.$$

3. Повний опір лінії 0,38 кВ від трансформатора до двигуна:

Для АС 25: $r_o = 1,146 \text{ Ом/км}$; $x_o = 0,319 \text{ Ом/км}$.

$$z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}; \quad z_{\text{л}} = 0,35 \cdot \sqrt{1,146^2 + 0,319^2} = 0,41 \text{ Ом}.$$

4. Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{н.тр}}}; \quad z_{\text{тр}} = \frac{4,7 \cdot 380^2}{100 \cdot 25000} = 0,27 \text{ Ом}.$$

5. Повний опір мережі:

$$z_{\text{м}} = z_{\text{л}} + z_{\text{тр}}; \quad z_{\text{м}} = 0,41 + 0,27 = 0,68 \text{ Ом}.$$

6. Фактичне коливання (втрата) напруги в процентах під час пуску асинхронного електродвигуна:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{z_{\text{м}}}{z_{\text{м}} + z_{\text{д}}} \cdot 100 \% ; \quad \Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{0,68}{0,68 + 1,33} \cdot 100 \% = 34\%.$$

7. Перевірка виконання умови (п.1):

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = 34 > \Delta U_{\text{дон}} = 30\% - \text{умова не виконується.}$$

Для виконання умови необхідно збільшити переріз проводу повітряної лінії. Приймаємо провід марки АС35 ($r_o = 0,773$ Ом/км; $x_o = 0,308$ Ом/км), тоді:

$$Z_{\text{л}} = 0,35 \cdot \sqrt{0,773^2 + 0,308^2} = 0,29 \text{ Ом}; \quad Z_{\text{м}} = 0,29 + 0,27 = 0,56 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{\text{факт.2}} \% = \frac{0,56}{0,56 + 1,33} \cdot 100 = 29 \text{ \%}.$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = 29 \% < \Delta U_{\text{дон}} \% = 30 \% - \text{умова виконується.}$$

Запитання для самоконтролю

1. Як впливає відхилення напруги на роботу споживачів?
2. Як пов'язані втрата та відхилення напруги в електричній мережі?
3. Які прийняті допустимі відхилення напруги в мережі?
4. В чому полягає принцип сталого регулювання напруги?
5. В чому полягає принцип зустрічного регулювання напруги?
6. Що таке постійна та перемінна надбавка трансформатора?
7. Яке призначення перемикача відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) ?
8. Скільки положень має перемикач відгалужень без збудження?
9. Що таке регулятор напруги під навантаженням (РПН)?
10. З якої сторони і чому у знижувального трансформатора встановлюється пристрій РПН?
11. Як впливають на відхилення напруги в мережі генератори електростанцій?
12. Як впливають на відхилення напруги в мережі силові трансформатори?
13. Як впливають на відхилення напруги в мережі повітряні та кабельні лінії електропередачі?
14. Які режими навантаження мережі розглядають при визначенні допустимої втрати напруги в мережі і чому?
15. З якою метою виконують перевірку електричної мережі на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна?
16. Як визначається фактичне коливання напруги в мережі під час пуску електродвигуна?
17. Які технічні засоби застосовують для регулювання напруги в електричних мережах?
18. Переваги та недоліки регулювання напруги в мережі за допомогою статичних конденсаторів?

ТЕМА 8

СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

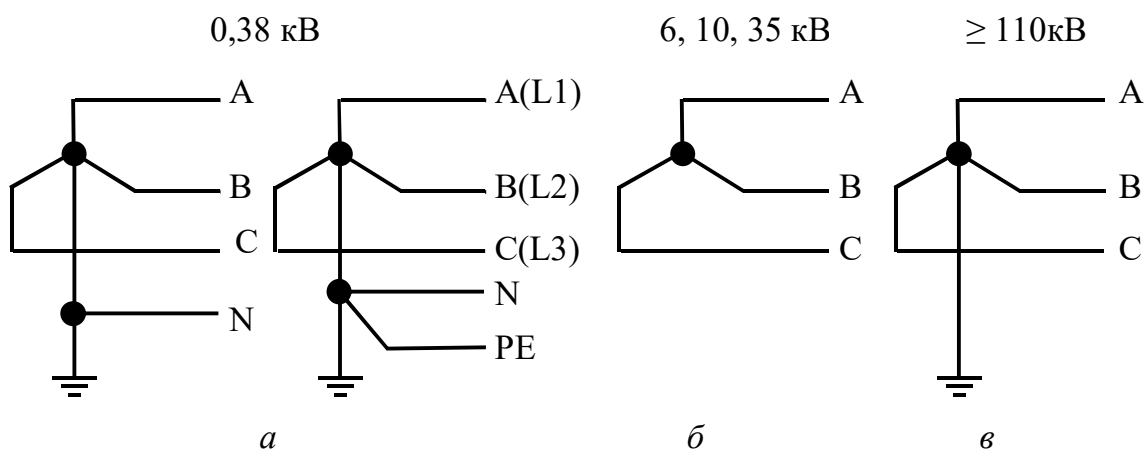
8.1 Загальні відомості про короткі замикання та замикання на землю в електричних мережах

Трифазні електричні мережі можуть працювати як з ізольованою так і з заземленою нейтраллю [11-20].

Нейтраль обмотки трансформатора, що приєднана до заземлюючого пристрою безпосередньо, або через малий опір називають глухо заземленою, а мережі, які приєднані до такої обмотки – *мережами із глухо заземленою нейтраллю*.

Нейтраль, яка не приєднана до заземлюючого пристрою, або приєднана до нього через індуктивний опір, налаштований на ємність мережі, називають ізольованою нейтраллю. Електричні мережі, що працюють у такому режимі називають *мережами з ізольованою нейтраллю*, а при наявності пристроїв компенсації ємнісного струму (дугогасних реакторів) – *із компенсованою нейтраллю*.

В Україні режим нейтралі мережі вирішується в залежності від її номінальної напруги. В мережах напругою 380 В поряд із трьома фазними проводами прокладають четвертий (четвертий та п'ятий) нульовий провід (нульовий та захисний), який заземлюють на початку і в кінці лінії, а також в проміжних точках (повторне заземлення). Таким чином на напругу 380 В споруджують чотирипровідні (п'ятипровідні) мережі із глухо заземленою нейтраллю (рисунок 8.1, а).



а – чотирипровідна (п'ятипровідна) електрична мережа із глухо заземленою нейтраллю; б – трипровідна мережа з ізольованою нейтраллю; в – трипровідна електрична мережа із глухо заземленою нейтраллю

Рисунок 8.1 – Режим нейтралі електричних мереж

В електричних мережах напругою 6, 10 та 35 кВ – нейтраль ізольована від землі і лінії виконують трипровідними (три фазних проводи). В окремих випадках нейтраль може з'єднуватися із землею через значний індуктивний опір (дугогасний реактор). Як наслідок, такі мережі є мережами з ізольованою (компенсованою) нейтраллю (рисунок 8.1, б).

В електричних мережах напругою 110 кВ і вище, хоч і прокладають лише три фазних проводи, але нейтраль трансформаторів заземлюють (глухо або через невеликий опір). Таким чином отримують трипровідні мережі із глухо заземленою нейтраллю (з ефективно заземленою нейтраллю) (рисунок 8.1, в).

В мережах до 1000 В нейтраль заземлюють в основному із міркувань безпеки, а в мережах високої напруги (понад 1000 В) – для забезпечення мінімальної вартості ізоляції. При однофазних замиканнях напруга на непошкоджених фазах становить приблизно 0,8 міжфазної напруги в нормальному режимі роботи.

Однією із основних причин порушення нормальної роботи електричних установок є короткі замикання в них.

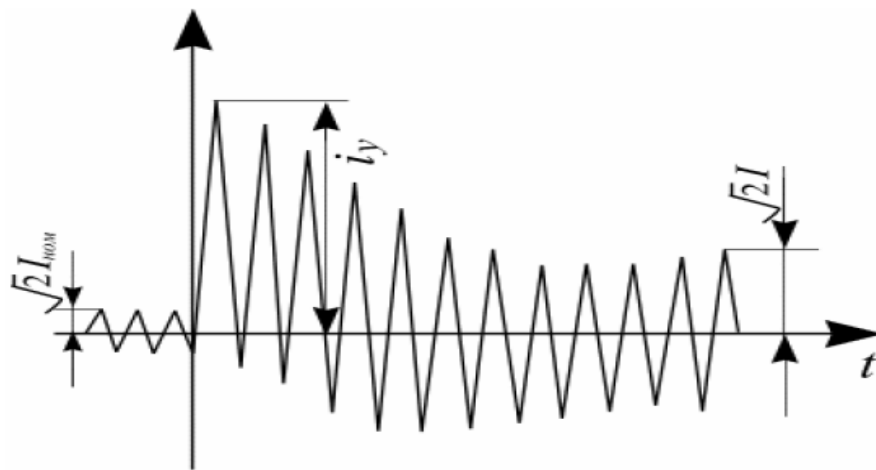
Коротким замиканням називається будь-яке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами, а в мережах із заземленою нейтраллю також замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід).

В системах з ізольованою нейтраллю (6, 10, 35 кВ) замикання на землю однієї фази не є коротким замиканням, воно так і називається – **замикання на землю**. Одночасне замикання на землю двох різних фаз в системах із ізольованою нейтраллю є **двофазним коротким замиканням через землю**.

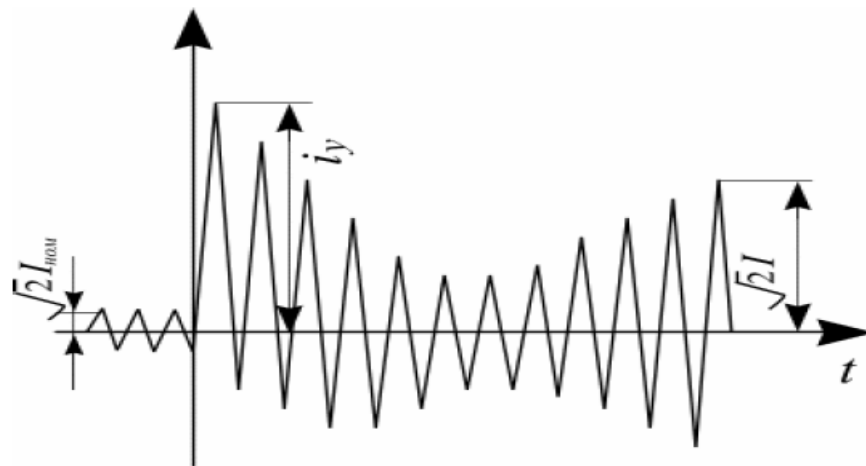
Внаслідок короткого замикання (к.з.) значно підвищується сила струму в мережі. На рисунку 8.2, а наведено осцилограму струму к.з. при замиканні біля електростанції із генераторами, що не мають автоматичних регуляторів збудження (АРЗ). До короткого замикання в лінії було навантаження із струмом I . Коротке замикання сталося тоді, коли миттєве значення струму становило i_0 . На початку першого напівперіоду струм к.з. збільшився до найбільшого миттєвого значення i_y , яке називається **ударним струмом**. В наступні періоди струм к.з. плавно зменшується до усталеного значення I_∞ .

Якщо ж коротке замикання відбувається неподалік від генератора із АРЗ (рисунок 8.2, б), то процес протікає дещо по-іншому. Після к.з. напруга в мережі знижується, АРЗ вступає в дію і підвищує напругу в мережі і, відповідно, підвищується значення усталеного струму к.з. I_∞ .

Найпростішим видом короткого замикання, із точки зору сприйняття процесу, є симетричне трифазне коротке замикання. При такому к.з. опір усіх трьох фаз до точки к.з. буде однаковим. Позначається симетричне трифазне к.з. наступним чином: $K^{(3)}$.



a



б

a – к.з. біля генератора без АРЗ; *б* – к.з. біля генератора із АРЗ

Рисунок 8.2 – Осцилограма струму короткого замикання

До несиметричних к.з. можна віднести двофазне (двополюсне) коротке замикання $K^{(2)}$, двофазне на землю $K^{(1,1)}$ і однофазне (однополюсне) к.з. $K^{(1)}$. Останній вид к.з. може спостерігатися лише в мережах із заземленою нейтраллю.

В мережах із заземленою нейтраллю до 65 % від загальної кількості к.з. становлять однофазні к.з., 20 % – двофазні замикання на землю, 10 % – двофазні к.з., і лише до 5% – трифазні к.з.

В мережах з ізолюваною нейтраллю, за різними джерелами, 70...90 % становлять двофазні к.з. і лише до 10...30 % – трифазні к.з.

Причини виникнення короткого замикання в електричних мережах:

- порушення ізоляції внаслідок атмосферної або комутаційної перенапруги;
- порушення ізоляції внаслідок її старіння;
- механічне пошкодження ізоляції птахами, тваринами, деревами або внаслідок діяльності людей;
- замикання внаслідок помилок обслуговуючого персоналу.

При короткому замиканні, внаслідок протікання в мережі значних струмів, може підвищуватися температура струмоведучих частин, що може привести до їх пошкодження. Також при к.з. можуть виникати електродинамічні зусилля, які також ведуть до механічного пошкодження обладнання. Зниження напруги в мережі при к.з. веде до виходу із ладу електродвигунів.

Для запобігання або для зведення до мінімуму негативних наслідків від к.з. потрібно вміти розраховувати струми к.з. в заданих точках мережі. Необхідно розраховувати максимальні та мінімальні струми к.з. мережі.

Максимальні значення струмів к.з. розраховують для:

- вибору струмоведучих частин та електричних апаратів;
- перевірки струмоведучих частин та електричних апаратів на термічну та динамічну стійкість;
- проектування (розрахунку параметрів) релейного захисту;
- вибору засобів обмеження струмів.

Мінімальні значення струмів к.з. розраховують для розрахунку параметрів та налаштування релейного захисту і перевірки його на надійність роботи (чутливість).

Для визначення максимальних струмів к.з. в заданих точках мережі приймають ряд припущень:

- усі джерела живлення включені і працюють із номінальним навантаженням;
- усі синхронні генератори електростанцій оснащені пристроями АРЗ і мають форсування збудження;
- розрахункова напруга кожного ступеня мережі на 5% більша від номінальної;
- насичення магнітних систем відсутнє;
- для всіх елементів мережі враховується лише реактивний опір, активний опір враховується лише тоді, коли його значення перевищує 0,33 індуктивного;
- струмами намагнічування трансформаторів нехтують;
- опір в місці к.з. приймається рівним нулю;
- при к.з. поблизу електростанцій частота обертання генераторів залишається незмінною.

8.2 Початковий період короткого замикання

Як відомо із курсу «Теоретичні основи електротехніки», при вмиканні на усталену напругу змінного струму електричного кола, що включає в себе послідовно

з'єднані активний опір r та індуктивність із коефіцієнтом самоіндукції L справедливим є диференціальне рівняння [11]:

$$u = i \cdot r + L \cdot \frac{di}{dt}, \quad (8.1)$$

де i, u – миттєві значення струму та напруги, А, В;
 t – час з моменту включення кола під напругу, с.

Розв'язання рівняння (8.1) дає змогу визначити струм в колі i_k , який і є струмом короткого замикання:

$$i_k = \frac{U_{\max}}{Z} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + K \cdot e^{-\frac{r}{L}t},$$

$$i_k = I_{n.\max} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + K \cdot e^{-\frac{r}{L}t} = i_n + i_a, \quad (8.2)$$

де $U_{\max}$ – максимальне (амплітудне) значення прикладеної до кола синусоїдальної напруги, В;

Z – опір кола, Ом;

ω – кутова (циклічна) частота змінного струму, рад·с⁻¹, $\omega = 2\pi f$;

α – кут фази підключення кола на напругу u ;

φ_k – кут зсуву між струмом к.з. i_k та напругою u , $\varphi_k \approx 90^\circ$;

K – стала, яка визначається із початкових умов;

e – основа натурального логарифму;

i_n – періодична синусоїдальна складова струму к.з., А;

i_a – аперіодична затухаюча експоненціальна складова, А;

$I_{n.\max}$ – максимальне (амплітудне) значення періодичної складової струму к.з..

Із виразу (8.2) видно, що струм короткого замикання i_k складається із двох частин – періодичної синусоїдальної складової i_n та аперіодичної затухаючої експоненціальної складової i_a .

Для визначення величини K розглянемо вираз (8.2) в момент часу $t = 0$:

$$i_{k0} = i_{n0} = i_{n0} + i_{a0} = I_{n.\max} \cdot \sin(\alpha - \varphi_k) + K. \quad (8.3)$$

де, i_{n0} – струм навантаження кола (мережі) до короткого замикання, А.

Звідки можемо визначити постійну K :

$$K = i_{a0} = i_{n0} - i_{k0}. \quad (8.4)$$

З іншої сторони, відношення L/r є постійною часу експоненціальної кривої аперіодичної складової струму к.з.:

$$T_a = \frac{L}{r} = \frac{x}{\omega \cdot r}. \quad (8.5)$$

Остаточне рівняння для миттєвого значення струму к.з. прийме вигляд:

$$i_{\kappa} = i_n + i_a = I_{n.\max} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{\kappa}) + i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}. \quad (8.6)$$

У початковий період короткого замикання нас цікавить найбільше можливе значення струму к.з., тобто умови, при яких аперіодична складова i_{a0} буде максимальною.

Із виразу (8.4) випливає, що аперіодична складова дорівнює абсолютному значенню періодичної складової лише при $i_{n0} = 0$, тоді

$$i_{a0} = -i_{n0}.$$

Якщо в електричному колі є струм навантаження, то i_{a0} зменшується на значення цього струму. Отже, однією із умов отримання найбільшого можливого для даної схеми струму к.з. в початковий період є відсутність навантаження в колі, що замикається.

Найбільше значення періодичної складової при $t = 0$, очевидно, може дорівнювати:

$$i_{n0} = I_{n.\max}.$$

Це можливо лише у випадку коли $\varphi_{\kappa} \approx 90^\circ$, якщо коротке замикання виникло при переході струму через нуль, тобто коли $\alpha = 0$ (рисунк 8.3).

В цьому випадку струм к.з. в момент $t = 0$:

$$i_{\kappa 0} = I_{n.\max} \cdot \sin(-90^\circ) + I_{n.\max} = 0.$$

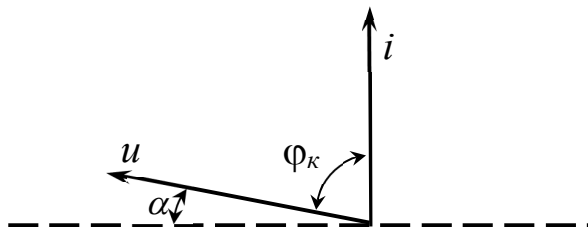


Рисунок 8.3 – Умови утворення найбільшого значення періодичної складової струму к.з. в початковий момент короткого замикання

На рисунку 8.4 зображено криву струму к.з. i_k та його складових i_n та i_a при найбільшому, можливому в даних умовах, значенні аперіодичної складової. Крива періодичної складової представляє собою синусоїду із $I_{n.max} = const$.

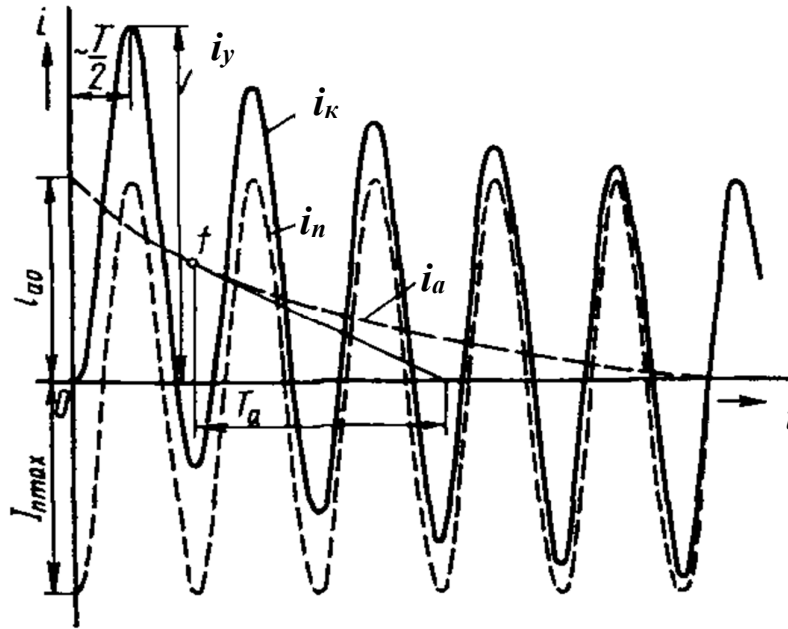


Рисунок 8.4 – Криві струму короткого замикання та його складових при найбільшому значенні аперіодичної складової

Крива аперіодичної складової i_a є експоненціальною затухаючою кривою. Стала часу T_a є піддотичною до цієї кривої в будь-якій її точці (наприклад в точці f , рисунок 8.4).

Крива струму к.з. отримується при підсумовуванні значень періодичної i_n та аперіодичної i_a складових струму к.з. в кожний момент часу із урахуванням їх знаку. Вона є симетричною відносно осі часу. Криволінійною віссю симетрії її є крива аперіодичної складової i_a . Після повного затухання останньої (i_a) крива струму к.з. співпадає з його періодичною складовою i_n .

Найбільше миттєве значення струму к.з. за період короткого замикання, яке називається **ударним струмом**, спостерігається по закінченні напівперіоду після замикання, тобто при $t = 0,01$ с. Тоді із виразу (8.6) отримаємо:

$$i_y = I_{n.max} \cdot \sin(180^\circ + 0 - 90^\circ) + I_{n.max} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

$$i_y = I_{n.max} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = k_y \cdot I_{n.max}. \quad (8.7)$$

Ударний коефіцієнт k_y показує, наскільки ударний струм більше максимального значення періодичної складової. Значення ударного коефіцієнту залежить лише від значення сталої часу T_a , яка в свою чергу, залежить від співвідношення коефіцієнта самоіндукції L і активного опору r електричного кола, що розглядається. Відношення L/r теоретично може змінюватися від 0, коли коефіцієнт самоіндукції $L = 0$, до нескінченності, коли активний опір $r = 0$. Ударний коефіцієнт у цих випадках буде змінюватися від одиниці до двох. В реальних електричних мережах максимальне значення ударного коефіцієнта $k_y = 1,8$.

Для розподільних електричних мереж, що живляться від потужних енергетичних систем, ударний коефіцієнт необхідно приймати $k_y = 1,8$ у випадку, коли коротке замикання відбувається на шинах нижчої напруги підстанцій із вищою напругою 110 кВ і вище. При к.з. на шинах 35 та 10 кВ підстанцій із вищою напругою 35 кВ $k_y = 1,5$. При к.з. в мережі 10 та 0,38 кВ ударний коефіцієнт $k_y = 1,0$.

Для практичних розрахунків найбільш цікавим є максимальне діюче значення струму к.з. I_y . Під ним розуміють середньоквадратичне значення струму за перший період процесу к.з. Це значення визначають за виразом:

$$I_y = I_n \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \quad (8.8)$$

де I_n – діюче значення періодичної складової струму к.з.

Всі розглянуті вище міркування справедливі для випадку, коли напруга живлення в процесі короткого замикання залишається незмінною. Це справедливо для більшості к.з. в сільських електричних мережах, що отримують живлення від потужних енергосистем.

8.3 Складання розрахункових та еквівалентних схем

При визначенні струмів короткого замикання використовують один із двох методів [3, 11-14, 16]:

1) **метод практичних** (іменованих) одиниць – параметри схеми виражають в іменованих одиницях (омах, амперах, вольтах та ін.);

2) **метод відносних** одиниць – параметри схеми виражають в частках або відсотках від величини прийнятої в якості основної (базисної).

Метод практичних одиниць застосовують для розрахунку струмів к.з. відносно простих електричних схем із невеликою кількістю ступенів трансформації.

Методом відносних одиниць зручніше користуватися при розрахунку струмів к.з. в складних розгалужених електричних мережах із декількома ступенями трансформації.

Періодичну складову струму к.з. $I_n^{(3)}$ можна визначити будь-яким методом для розрахунку лінійних електричних кіл. На практиці використовують метод еквівалентних перетворень, за допомогою якого еквівалентну схему заміщення зводять до простішого вигляду. Струм в такій схемі, визначений за законом Ома, і є струмом короткого замикання.

При централізованому електропостачанні споживачів від потужних енергетичних систем, якщо точка к.з. знаходиться на значному віддаленні від джерела живлення та струм к.з. вважається незмінним у часі і визначається із умови незмінності напруги на шинах системи:

$$I_n^{(3)} = I_\kappa^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z_{рез}}, \quad (8.9)$$

де $z_{рез}$ – результуючий опір до точки к.з. від шин із незмінною напругою, Ом.

Розрахунок періодичної складової струму к.з. розпочинають із складання для вихідної розрахункової схеми мережі (рисунок 8.5) її еквівалентної схеми заміщення (рисунок 8.6). Останню виконують в однолінійному зображенні. Схема заміщення повинна включати всі елементи розрахункової схеми мережі (генератори, трансформатори лінії та ін.), зв'язки між ними і точкою к.з.

Розрахунок струмів к.з. виконується в наступній послідовності:

- вибирається метод розрахунку та розрахункові умови;
- складається розрахункова схема електричної мережі (рисунок 8.5);
- за розрахунковою складається еквівалентна схема заміщення (рисунок 8.6, а);
- визначається опір елементів схеми заміщення в практичних (іменованих) або у відносних одиницях;
- еквівалентна схема заміщення зводиться до простішого виду (рисунок 8.5, б);
- визначається результуючий опір до точки к.з.;
- визначається значення струмів к.з. в розрахункових точках мережі.

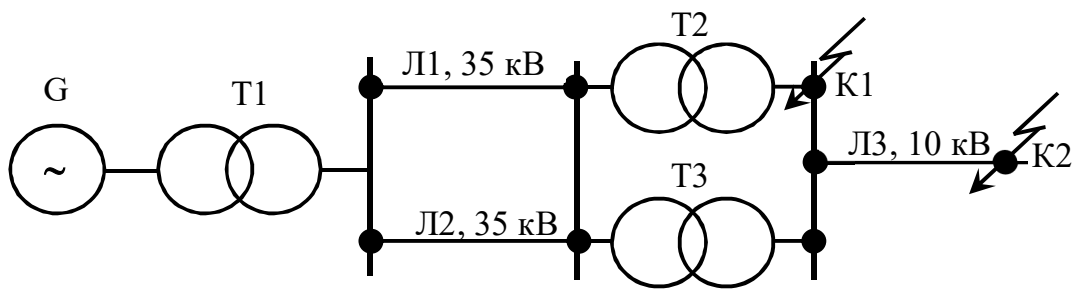
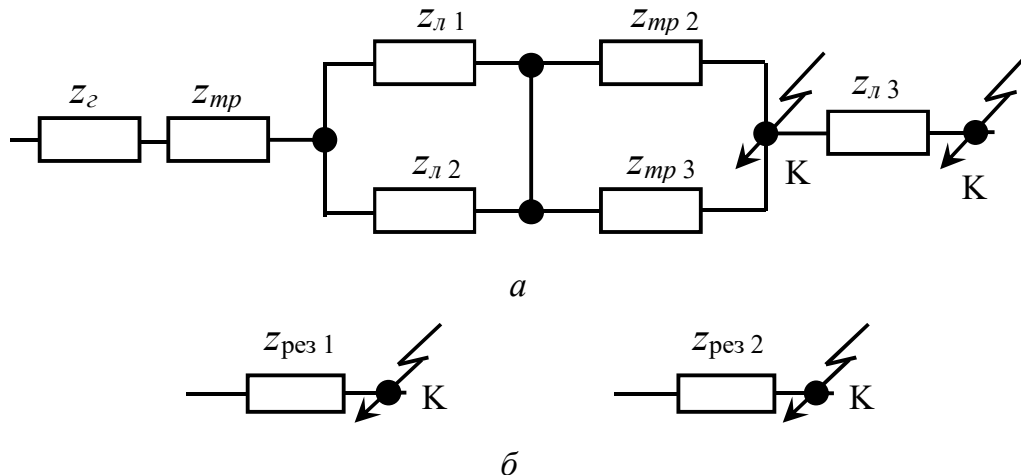


Рисунок 8.5 – Розрахункова схема електричної мережі



а – повна; б – приведена до простішого виду

Рисунок 8.6 – Еквівалентна схема заміщення електричної мережі

В електроустановках напругою до 1000 В розрахунок струмів к.з. проводиться за повним опором. В електроустановках напругою понад 1000 В активний опір враховується тільки у випадках, коли виконується умова:

$$r_{рез} \geq \frac{1}{3} \cdot x_{рез}, \quad (8.10)$$

де $r_{рез}$, $x_{рез}$ – відповідно, активний та реактивний результуючий опір усіх елементів електричної мережі, Ом.

Для нескладних схем величини, що входять до їх складу, можна виражати в іменованих одиницях.

Для мережі яка наведена на рисунку 8.5 можна виразити кожний елемент відповідним опором z (рисунок 8.5, а). Для того щоб знайти еквівалентний опір мережі необхідно привести всі опори до однієї напруги, яку називають *базисною*.

За базисну приймають, як правило, напругу того ступеню, де знаходиться точка короткого замикання. Базисна напруга визначається за виразом:

$$U_{\phi} = 1,05 \cdot U_n. \quad (8.11)$$

Опір елементів електричної мережі в практичних одиницях
 приведений до базисної напруги визначають за виразами:

– опір лінії:

$$r_{л(\bar{o})} = r_o \cdot l_{л} \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2, \quad (8.12)$$

$$x_{л(\bar{o})} = x_o \cdot l_{л} \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2, \quad (8.13)$$

де r_o, x_o – питомі, відповідно, активний та індуктивний опори лінії, Ом/км;

$l_{л}$ – довжина лінії до точки короткого замикання, км;

$U_{с.н}$ – середня номінальна напруга ступеня з якого виконується перерахунок, кВ; $U_{с.н} = 1,05 \cdot U_{н}$;

– опір трансформатора:

$$x_{тр(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{н.тр}}, \quad (8.14)$$

де U_{κ} – напруга короткого замикання трансформатора, %;

$S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

– опір генератора:

$$x_{г(\bar{o})} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{н.г}}, \quad (8.15)$$

де x_{*d}'' – індуктивний опір генератора у відносних одиницях;

$S_{н.г}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

Результуючий опір мережі до точки короткого замикання:

$$z_{рез(\bar{o})} = \sqrt{\left(\sum r_{(\bar{o})i} \right)^2 + \left(\sum x_{(\bar{o})i} \right)^2}, \quad (8.16)$$

Перетворювати складні електричні схеми за допомогою методу іменованих одиниць не зручно. Тому для розрахунку складних схем користуються методом відносних одиниць.

В цьому випадку всі величини схеми виражають у відносних одиницях (в частках) від базисних величин. В якості основної базисної величини приймають базисну потужність. Базисна потужність приймається рівною довільному значенню або, для зручності розрахунку, кратною 10 МВА (10, 100, 1000 та ін.).

Базисні величини пов'язані між собою наступними виразами:

$$S_{\bar{o}} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot I_{\bar{o}}, \quad (8.17) \quad I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} U_{\bar{o}}}; \quad (8.18)$$

$$z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} I_{\bar{o}}}, \quad (8.19) \quad z_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}}. \quad (8.20)$$

Опір елементів електричної мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов визначають за наступними виразами:

– опір лінії:

$$r_{*л(\bar{o})} = r_0 \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (8.21) \quad x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}; \quad (8.22)$$

де $U_{\bar{o}i}$ – базисна напруга i -го ступеню мережі, кВ.

– опір трансформатора:

$$x_{*mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н.тр}}; \quad (8.23)$$

– опір генератора:

$$x_{*г(\bar{o})} = x_{*д}^n \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н.г}}. \quad (8.24)$$

Якщо опір елемента схеми задається в іменованих одиницях то перевести його у відносні базисні одиниці можна за виразом:

$$x_{*(\bar{o})} = x \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (8.25)$$

де $S_{\bar{o}}$ – базисна потужність, МВА.

Результуючий опір мережі до точки к.з.:

$$z_{*рез(\bar{o})} = \sqrt{\left(\sum r_{*(\bar{o})i}\right)^2 + \left(\sum x_{*(\bar{o})i}\right)^2}, \quad (8.26)$$

8.4 Визначення струмів короткого замикання в мережах напругою вище 1000 В

При живленні споживачів від системи безмежної потужності, струм трифазного к.з. визначається за наступними виразами [11-14, 16]:

– у практичних одиницях:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез.(\bar{o})}}, \quad (8.27) \qquad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\bar{o})}}; \quad (8.28)$$

– у відносних одиницях:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{z_{*рез.(\bar{o})}}, \quad (8.29) \qquad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{*рез.(\bar{o})}}. \quad (8.30)$$

Якщо відома потужність (струм) короткого замикання в місці приєднання до системи (система обмеженої потужності), то крім опорів схеми, що розглядалися вище, до схеми заміщення заносять також опір системи (від джерела до місця приєднання електричної мережі).

Опір системи в практичних одиницях визначають за виразами:

$$x_{c(\bar{o})} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa.c}^{(3)}}; \quad (8.31) \qquad x_{c(\bar{o})} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa.c}^{(3)}}, \quad (8.32)$$

де $S_{\kappa.c}^{(3)}$ – потужність трифазного к.з. на шинах системи, МВА.

$I_{\kappa.c}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. на шинах системи, кА.

Опір системи у відносних одиницях визначають за виразами:

$$x_{*c(\bar{o})} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa.c}^{(3)}}; \quad (8.33) \qquad x_{*c(\bar{o})} = \frac{I_{\bar{o}}}{I_{\kappa.c}^{(3)}}. \quad (8.34)$$

Якщо струм к.з. в місці приєднання до енергосистеми невідомий, то за потужність короткого замикання в місці приєднання до системи можна прийняти гранично допустиму потужність, що відключається, вимикача, що встановлений в даному місці ($S_{н.відкл.}$, каталожні дані).

Ударний струм трифазного к.з. (миттєве значення) визначається за виразом:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (8.35)$$

де k_y – ударний коефіцієнт:

- при коротких замиканнях на шинах 35 та 10 кВ підстанцій із напругою вищого ступеня 110 кВ і більше $k_y = 1,8$;
- при к.з. на шинах 35 та 10 кВ підстанцій з вищим ступенем напруги 35 кВ $k_y = 1,5$;
- при к.з. у розподільчих мережах напругою 10 кВ, на шинах споживчих підстанцій і в низьковольтних мережах напругою 0,38/0,22 кВ $k_y = 1$.

Найбільше діюче значення струму трифазного к.з. за перший період визначається за виразом:

$$I_y^{(3)} = I_\kappa^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}. \quad (8.36)$$

Так як для мереж напругою 10 та 0,38 кВ $k_y = 1$, то для таких мереж справедливо, що $I_y^{(3)} = I_\kappa^{(3)}$.

Струм двофазного к.з. (мінімальний струм к.з. в мережах напругою 6...35 кВ).

При двофазному к.з. опір зворотної послідовності $z_{36.}$ дорівнює опорі прямої послідовності $z_{np.}$ для усіх елементів мережі окрім генераторів. Якщо вважати, що к.з. відбулося в мережі, що живиться від енергосистеми (сільські мережі), то опором генератора можна зневажити, тоді відношення струму двофазного к.з. до струму трифазного к.з. матиме наступний вигляд:

$$\frac{I_\kappa^{(2)}}{I_\kappa^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} z_{np.\Sigma}}{z_{np.\Sigma} + z_{36.\Sigma}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,87 I_\kappa^{(3)},$$

$$I_\kappa^{(2)} = 0,87 I_\kappa^{(3)}. \quad (8.37)$$

Потужність трифазного к.з. визначається за наступними виразами:

– у практичних одиницях:

$$S_\kappa^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_\delta \cdot I_\kappa^{(3)}, \quad (8.38)$$

– у відносних одиницях:

$$S_\kappa^{(3)} = \frac{S_\delta}{z_{*рез}(\delta)}. \quad (8.39)$$

8.5 Визначення струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В

Електричні мережі напругою 380 В виконують із глухо заземленою нейтраллю. В таких мережах можуть виникати трифазні, двофазні та однофазні струми короткого замикання [11-14, 16].

Розрахунок струмів к.з. в таких мережах зводиться до визначення максимального струму к.з. (трифазного) на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ та мінімального струму к.з. (однофазного) в найбільш електрично віддаленій точці лінії.

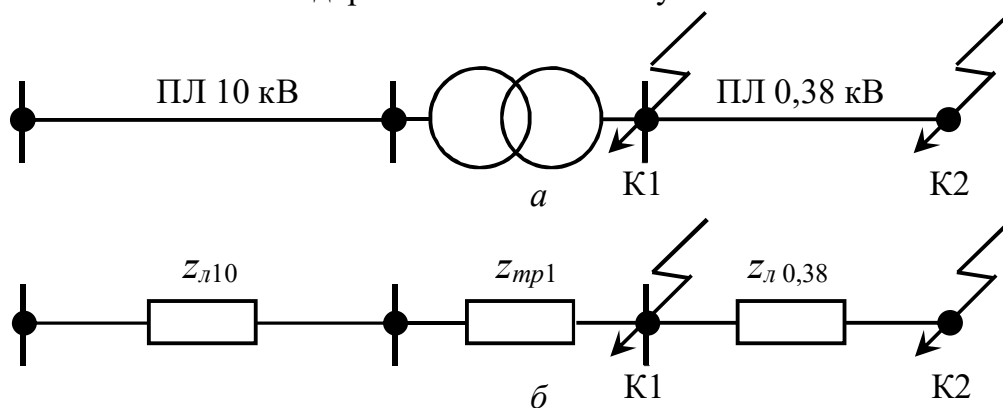
Значення струму трифазного к.з. на шинах підстанції необхідне для: вибору та перевірки електричних апаратів на термічну та динамічну стійкість; узгодження захистів трансформатора та лінії 0,38 кВ.

За струмом однофазного к.з. в найбільш електрично віддаленій точці лінії перевіряють ефективність (чутливість) захисних пристроїв (реле, автоматів, плавких запобіжників).

Аналогічно, як і для мереж напругою вище 1000 В, для розрахункової схеми мережі (рисунок 8.7, а) складається еквівалентна схема заміщення (рисунок 8.7, б).

При визначенні струмів замикання в мережах низької напруги необхідно враховувати як індуктивний, так і активний опори елементів схеми.

У розрахунках не враховують опір лінії 10 кВ, що живить силовий трансформатор ($z_{л10} = 0$), і вважають, що напруга на шинах високої напруги трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ при к.з. в мережі низької напруги залишається незмінною та дорівнює номінальному значенню.



а – розрахункова; б – еквівалентна схема заміщення

Рисунок 8.7 – Схема електричної мережі напругою 0,38 кВ

Розрахунок струмів к.з. в мережах низької напруги рекомендується виконувати методом практичних (іменованих) одиниць.

Результуючий опір до точки к.з. складається із активного та індуктивного опорів трансформатора 10/0,4 кВ та лінії 0,38 кВ.

Повний опір трансформатора визначається за виразом (8.14):

$$Z_{mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}}.$$

Активний опір трансформатора:

$$r_{mp(\bar{o})} = r_{*mp(n)} \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}} = \frac{\Delta P_{\text{м}}}{S_{н.тр}} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{н.тр}}, \quad (8.40)$$

де $r_{*mp(n)}$ – активний опір трансформатора у відносних одиницях;

$\Delta P_{\text{м}}$ – втрати потужності в обмотці трансформатора, кВт.

Індуктивний опір трансформатора:

$$x_{mp(\bar{o})} = x_{*mp(n)} \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\kappa} \%}{100}\right)^2 - r_{*mp(n)}^2} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нтр}}, \quad (8.41)$$

або

$$x_{mp(\bar{o})} = \sqrt{Z_{mp(\bar{o})}^2 - r_{mp(\bar{o})}^2}.$$

Активний та реактивний опір лінії (8.12) та (8.13):

$$r_{л(\bar{o})} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{сн}}\right)^2, \quad x_{л(\bar{o})} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{сн}}\right)^2.$$

Струм трифазного к.з в будь-якій точці лінії напругою 0,38 кВ визначається за відомим виразом (8.27):

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез.(\bar{o})}}.$$

Максимальний струм трифазного к.з. на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ визначається за виразом:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{нmp}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa} \% \cdot U_{\phi}} = \frac{100}{U_{\kappa} \%} \cdot I_{нmp}. \quad (8.42)$$

Струм однофазного к.з. в лінії 0,38 кВ визначається за виразом:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n}, \quad (8.43)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга мережі, В;

$z_{mp}^{(1)}$ – повний опір трансформатора струму замикання на корпус, Ом (додаток Д);

z_n – повний опір петлі фаза-нуль до точки к.з., Ом.

Опір петлі «фаза-нуль» в загальному випадку визначається за виразом:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + (x_{0\phi.i} + x_{он.i} + x_{0\phi-н.i})^2}, \quad (8.44)$$

де $r_{0\phi.i}$, $x_{0\phi.i}$ – питомий активний та індуктивний опір i -ї ділянки фазного проводу лінії, Ом/км;

$r_{0н.i}$, $r_{0н.i}$ – питомий активний та індуктивний опір i -ї ділянки нульового проводу, Ом/км;

$x_{0\phi-н.i}$ – питомий зовнішній індуктивний опір петлі фаза-нуль, Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

Якщо фазний та нульовий провід лінії виготовлені із кольорового металу, то їхнім індуктивним опором нехтують, тоді:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + x_{0\phi-н.i}^2}. \quad (8.45)$$

Якщо нульовий провід лінії виконаний таким же перерізом, що і фазний, із кольорового металу, тоді:

$$z_n = \sum l_i \sqrt{(2 \cdot r_{0\phi.i})^2 + x_{0\phi-н.i}^2}. \quad (8.46)$$

Для проводів з кольорового металу зовнішній індуктивний опір петлі «фаза-нуль» приймається рівним $x_{0\phi-н.i} = 0,6$ Ом/км.

8.6 Визначення струмів замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю

В Україні в електричних мережах напругою 6...35 кВ (див. тема 3) нейтраль ізольована від землі (в окремих випадках нейтраль може з'єднуватися із землею через значний індуктивний опір (реактор). В таких мережах з'єднання фазного проводу лінії із землею не є коротким замиканням, і його **називають замиканням на землю**.

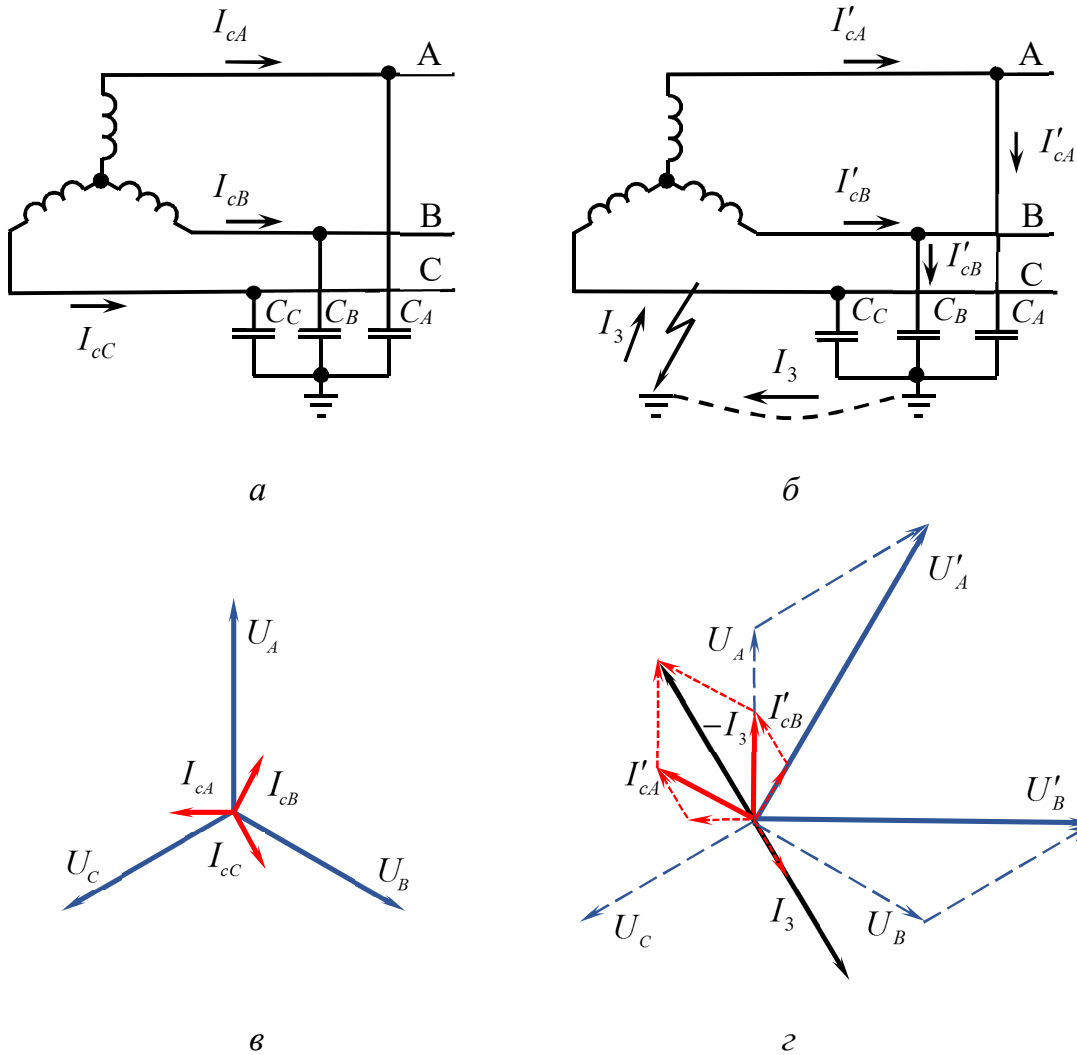
При замиканні на землю, якщо перехідний опір в місці замикання проводу на землю дорівнює нулю («металеве замикання на землю»), фазна напруга пошкодженої фази відносно землі дорівнює нулю, а фазна напруга в непошкоджених фазах збільшується у $\sqrt{3}$ рази і дорівнює міжфазній (лінійній) напрузі. Проводи повітряних ліній володіють ємністю по відношенні до землі і ними протікають відповідні ємнісні струми. Через провід, що замикає на землю протікає ємнісний струм замикання на землю. Сила струму замикання на землю зазвичай незначна, вона становить одиниці або десятки ампер. Але за певних мов струм замикання на землю може викликати негативні наслідки. У зв'язку із цим необхідно уміти визначати силу струму замикання на землю, щоб оцінювати можливу небезпеку від його протікання в мережі [11-14].

Розглянемо детальніше процес замикання на землю. В електричній мережі з ізольованою нейтраллю (рисунки 8.8, а) кожна фаза відносно землі має певну ємність, яка рівномірно розподіляється по усій довжині лінії. Для спрощення подальшого аналізу зробимо припущення, що ємність фаз сконцентрована посередині лінії (рисунки 8.8, а). Ємності фазних проводів по відношенні до землі наближено можна вважати рівними, тобто

$$C_A = C_B = C_C.$$

До замикання на землю напруги і струми в усіх фазах однакові і зсунуті на кут 120° . При відсутності навантаження по лінії протікають лише ємнісні струми I_{cA} , I_{cB} , I_{cC} , які випереджують на 90° відповідні фазні напруги U_A , U_B та U_C (рисунки 8.8, в). Геометрична сума цих ємнісних струмів до замикання на землю дорівнює 0 і, відповідно, струм замикання на землю відсутній [1-13].

При замиканні на землю (ЗНЗ) однієї фази всі фази змінюють свій потенціал відносно землі, змінюються і ємнісні струми. Так при замиканні на землю, наприклад, фази С (рисунки 8.8, б), якщо перехідний опір в місці замикання дорівнює нулю («металеве замикання») її потенціал відносно землі дорівнює 0, а потенціал непошкоджених фаз А та В відносно землі збільшується у $\sqrt{3}$ разів (до лінійної напруги). Кут зсуву між непошкодженими фазами змінюється до 60° (рисунки 8.8, г). Лінійні напруги при замиканні однієї фази на землю зберігають своє номінальне значення і робота споживачів електроенергії не порушується.



a – електрична мережа до замикання на землю; *б* – електрична мережа при замиканні на землю; *в* – векторна діаграма струмів та напруг мережі до замикання на землю; *г* – векторна діаграма струмів та напруг мережі при замиканні на землю

Рисунок 8.8 – Замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю

При замиканні на землю фази С також змінюються і всі ємнісні струми (рисунок 8.8, *г*). Оскільки фазні напруги непошкоджених фаз А і В збільшуються в $\sqrt{3}$ разів, ємнісні струми цих фаз також збільшується в $\sqrt{3}$ разів. При цьому струм $I'_{cC} = 0$. У двох інших фазах ємнісні струми I'_{cA} та I'_{cB} визначають як геометричну суму ємнісних струмів I_{cA} та I_{cB} до замикання із струмом I_{cC} .

Абсолютне значення ємнісного струму у фазі А у цьому випадку визначається за виразом:

$$I'_{cA} = \sqrt{I_C^2 + I_C I_A + I_A^2} = \sqrt{3} I_C; \quad (8.47)$$

$$I'_{cB} = \sqrt{I_C^2 + I_C I_B + I_B^2} = \sqrt{3} I_C. \quad (8.48)$$

Ємнісний струм пошкодженої фази буде дорівнювати нулю. Струм пошкодженої фази буде дорівнювати струму замикання на землю який проходить через точку замикання:

$$I_z = -(I'_{cA} + I'_{cB}). \quad (8.49)$$

Отже при замиканні однієї фази на землю струм замикання на землю в $\sqrt{3}$ разів більший від ємнісних струмів непошкоджених фаз, які в свою чергу більші в $\sqrt{3}$ разів, ніж ємнісні струми нормального режиму:

Із векторної діаграми (рисунок 8.8, з), при умові, що $I'_{cC} = 0$, слідує:

$$I_z = \sqrt{(I'_{cA})^2 + I'_{cA} I'_{cB} + (I'_{cB})^2}; \quad (8.50)$$

$$I_z = \sqrt{(\sqrt{3} I_C)^2 + \sqrt{3} I_C \sqrt{3} I_C + (\sqrt{3} I_C)^2} = 3 I_{cC}; \quad (8.51)$$

$$I_z = 3 I_{cC \text{ ном}}; \quad (8.52)$$

Тобто, у системі з ізольованою нейтраллю струм ЗНЗ при «металевому» замиканні в 3 рази більший, ніж фазний ємнісний струм нормального режиму:

$$I_z = 3 U_\phi \omega C_C, \quad \text{або} \quad I_z = 3 U_\phi \omega C, \quad (8.53)$$

де U_ϕ – номінальна фазна напруга мережі, В;

ω – кутова частота, с^{-1} ;

C – ємність фази (C_C, C_A, C_B), що залежить від конструкції і довжини лінії, Ф.

$$C = C_0 l, \quad (8.53)$$

– для повітряних ліній $C_{0 \text{ ПЛ}} = 5,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкФ/км}$;

– для кабельних ліній $C_{0 \text{ КЛ}} = 190 \dots 220 \cdot 10^{-3} \text{ мкФ/км}$.

В практичних розрахунках для визначення струму ЗНЗ користуються спрощеним наближеним виразом:

$$I_z \cong \frac{U_n \cdot l}{\mu}, \quad (8.50)$$

де U_n – номінальна напруга мережі (лінійна), кВ;
 l_d – довжина електрично зв'язаних ліній даного класу напруги, км;
 μ – коефіцієнт.

Для повітряних ліній $\mu = 350$, а для кабельних – $\mu = 10 \dots 12$.

При однофазних замиканнях на землю в мережі з ізольованою нейтраллю трикутник лінійних напруг не спотворюється, тому споживачі, що ввімкнені на лінійну напругу, продовжують працювати нормально.

Внаслідок того, що при замиканні на землю напруга непошкоджених фаз збільшується в $\sqrt{3}$ разів – ізоляція в таких мережах розраховується на міжфазну напругу. Ця обставина обмежує застосування такого типу мереж лише до напруги 35 кВ, де вартість ізоляції не є визначальною, а її збільшення компенсується безперебійним електропостачанням при замиканнях на землю які становлять 65 % від загальної кількості замикань.

В електричних мережах напругою 6...20 кВ на залізобетонних або сталевих опорах, а також в мережах 35 кВ на опорах будь-якого типу, сила струму замикання на землю не повинна перевищувати 10 А.

Якщо лінії виконані на дерев'яних опорах тоді сила струму замикання на землю не повинна перевищувати: 30 А для ПЛ 6 кВ; 20 А для ПЛ 10 кВ.

Якщо сила струму не перевищує вказаних значень, то при замиканні фази на землю немає необхідності в негайному відключенні лінії, вона може знаходитися в роботі до визначення і ремонту пошкодженого елемента (до 2 годин).

Якщо струм замикання на землю перевищує вказані значення, то може виникнути електрична дуга що перемежується. Це в свою чергу веде до виникнення перенапруги, яка представляє небезпеку для ізоляції, особливо в мережах напругою 35 кВ.

Для зменшення струму замикання на землю, який має ємнісний характер, між нейтраллю трансформатора та землею встановлюють дугогасильну індуктивну котушку (реактор). Такі мережі називаються компенсованими. Для повітряних ліній це мережі напругою 35 кВ, а для кабельних ліній – 6...35 кВ.

Якщо сила струму замикання на землю перевищує 50 А рекомендується встановлювати не менше двох дугогасильних реакторів.

Приклади розрахунків за темою 8

ЗАДАЧА 8.1

Визначити струм та потужність трифазного короткого замикання в точках К1 та К2 електричної мережі, що наведена на рисунку 8.9. Активним опором елементів мережі знехтувати. Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі. Задачу розв'язати методом практичних та відносних одиниць.

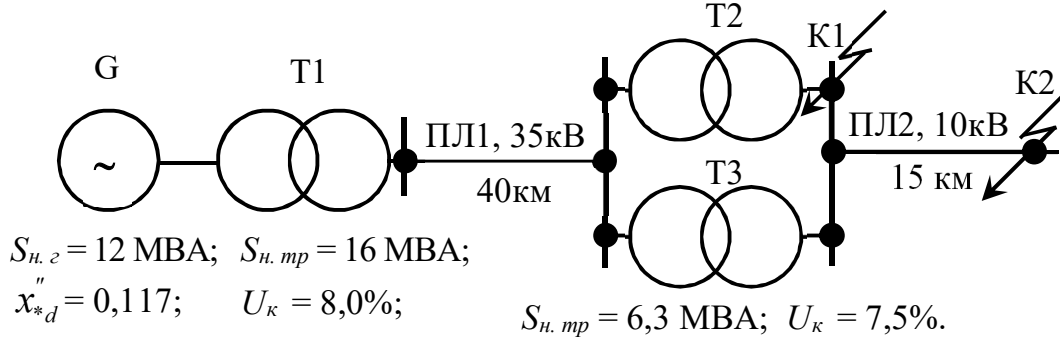


Рисунок 8.9 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатках Б та В.

За розрахунковою схемою складаємо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рисунок 8.10).

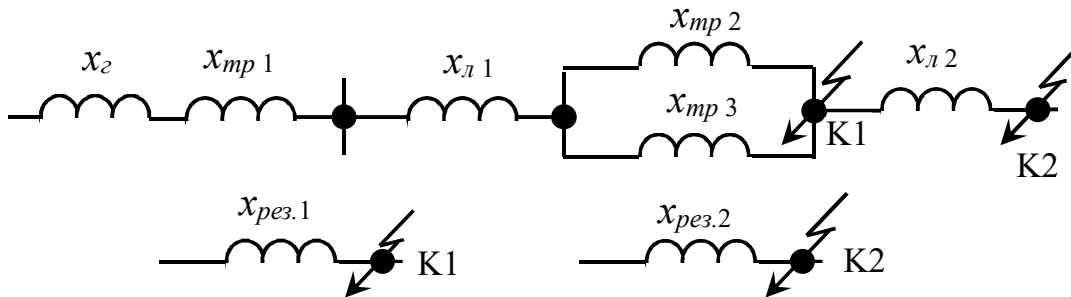


Рисунок 8.10 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

1. Розрахунок в практичних одиницях:

1) приймаємо базисну напругу:

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_{н}. \quad U_{\delta} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ};$$

2) визначаємо опір елементів мережі в практичних одиницях приведений до базисної напруги:

– опір генератора:

$$x_{з(\delta)} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нз}}; \quad x_{з(\delta)} = 0,117 \cdot \frac{10,5^2}{12} = 1,07 \text{ Ом};$$

– опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{тр(\delta)} = \frac{U_{к} \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нтр}}; \quad x_{тр1(\delta)} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{10,5^2}{16,0} = 0,55 \text{ Ом};$$

– опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2, \text{ приймаємо, що } x_0 = 0,4 \text{ Ом/км, тоді}$$

$$x_{л1(\bar{o})} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 1,29 \text{ Ом};$$

– опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{mp2(\bar{o})} = x_{mp3(\bar{o})} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,31 \text{ Ом};$$

– опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{л2(\bar{o})} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 6,0 \text{ Ом};$$

3) визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$z_{рез(\bar{o})} = \sqrt{(\sum r_{(\bar{o})i})^2 + (\sum x_{(\bar{o})i})^2},$$

так як ми знехтували активним опором проводів, то можемо записати:

$$z_{рез.1(\bar{o})} = x_{рез.1(\bar{o})} = x_{с(\bar{o})} + x_{mp.1(\bar{o})} + x_{л.1(\bar{o})} + \frac{x_{mp.2(\bar{o})}}{2};$$

$$x_{рез.1(\bar{o})} = 1,07 + 0,55 + 1,29 + \frac{1,31}{2} = 3,56 \text{ Ом.}$$

4) визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{рез.2(\bar{o})} = x_{рез.1(\bar{o})} + x_{л2(\bar{o})}; \quad x_{рез.2(\bar{o})} = 3,56 + 6,0 = 9,56 \text{ Ом};$$

5) визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\bar{o})}}; \quad I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,56} = 1,7 \text{ кА};$$

6) визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,56} = 0,63 \text{ кА};$$

7) визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot I_{\kappa}^{(3)};$$

$$\text{в точці К1:} \quad S_{\kappa1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,7 = 30,9 \text{ МВА};$$

$$\text{в точці К2:} \quad S_{\kappa2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,63 = 11,4 \text{ МВА.}$$

2. Розрахунок у відносних одиницях:

1) задаємося базисними умовами:

$$U_{\bar{o}I} = 1,05 \cdot 35 = 37,0 \text{ кВ}; \quad U_{\bar{o}II} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; \quad S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВА};$$

2) визначаємо опір елементів мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов:

– опір генератора:

$$x_{*z(\bar{o})} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{Hz}}; \quad x_{*z(\bar{o})} = 0,117 \cdot \frac{100}{12} = 0,98;$$

– опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{*mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{Hmp}}; \quad x_{*mp1(\bar{o})} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,50;$$

– опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}I}^2}; \quad x_{*л1(\bar{o})} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,17;$$

– опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{*mp2(\bar{o})} = x_{*mp3(\bar{o})} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19;$$

– опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}II}^2}; \quad x_{*л2(\bar{o})} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 5,44;$$

3) визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$Z_{*рез1(\bar{o})} = x_{*рез1(\bar{o})} = x_{*z(\bar{o})} + x_{*mp1(\bar{o})} + x_{*л1(\bar{o})} \frac{x_{*mp2(\bar{o})}}{2};$$

$$x_{*рез1(\bar{o})} = 0,98 + 0,50 + 1,17 + \frac{1,19}{2} = 3,25;$$

4) визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$x_{*рез2(\bar{o})} = x_{*рез1(\bar{o})} + x_{*л2(\bar{o})}; \quad x_{*рез2(\bar{o})} = 3,25 + 5,44 = 8,69;$$

5) визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{*рез.(\bar{o})}}; \quad I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} U_{\bar{o}}};$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}; \quad I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{5,5}{3,25} = 1,7 \text{ кА};$$

6) визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці K2:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{5,5}{8,69} = 0,63 \text{ кА};$$

7) визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\delta}}{x_{*рез(\delta)}};$$

в точці K1:
$$S_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{100}{3,25} = 30,8 \text{ МВА};$$

в точці K2:
$$S_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{100}{8,69} = 11,5 \text{ МВА}.$$

ЗАДАЧА 8.2

Трансформаторна підстанція 35/10 кВ отримує живлення від енергосистеми повітряною лінією 35 кВ. На підстанції встановлено силовий трансформатор типу ТМ. Визначити струми короткого замикання на шинах підстанції (в точках K1 та K2) та в кінці лінії 10 кВ (точка K3). Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі (рисунок 8.11). Задачу розв'язати методом практичних та відносних одиниць.

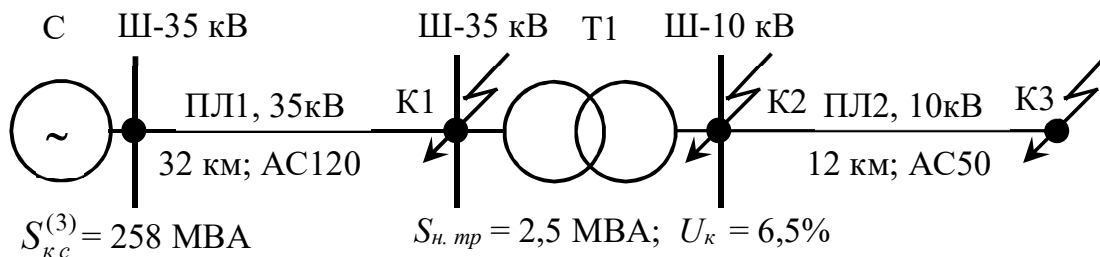


Рисунок 8.11 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатках Б та В.

За розрахунковою схемою складаємо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рисунок 8.12).

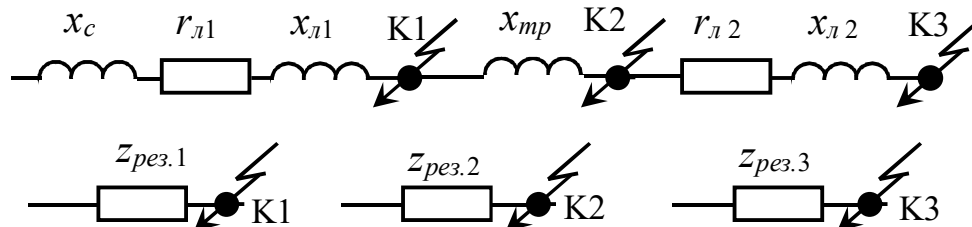


Рисунок 8.12 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

1. Розрахунок в практичних одиницях:

1) приймаємо базисну напругу:

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_n.$$

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ};$$

2) визначаємо опір елементів мережі в практичних одиницях, приведений до базисної напруги:

– опір системи С:

$$x_{c(\bar{o})} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa.c}^{(3)}};$$

$$x_{c(\bar{o})} = \frac{10,5^2}{258} = 0,43 \text{ Ом};$$

– опір знижувального трансформатора Т1:

$$x_{mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нmp}};$$

$$x_{mp1(\bar{o})} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{2,5} = 2,87 \text{ Ом};$$

– опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$r_{л(\bar{o})} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{c.н}} \right)^2;$$

$$x_{л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{c.н}} \right)^2,$$

для проводу АС120: $r_0 = 0,25 \text{ Ом/км};$ $x_0 = 0,35 \text{ Ом/км},$ тоді

$$r_{л1(\bar{o})} = 0,25 \cdot 32,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 0,64 \text{ Ом}, \quad x_{л1(\bar{o})} = 0,35 \cdot 32,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 0,9 \text{ Ом};$$

– опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

для проводу АС50 $r_0 = 0,59 \text{ Ом/км};$ $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км},$ тоді

$$r_{л2(\bar{o})} = 0,59 \cdot 12,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 7,08 \text{ Ом}, \quad x_{л2(\bar{o})} = 0,42 \cdot 12,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 5,04 \text{ Ом};$$

3) визначаємо результуючий опір до точок к.з.:

$$z_{рез(\bar{o})} = \sqrt{\left(\sum r_{(\bar{o})i} \right)^2 + \left(\sum x_{(\bar{o})i} \right)^2};$$

– результуючий опір до точки К1:

$$z_{рез1(\bar{o})} = \sqrt{0,64^2 + (0,43 + 0,9)^2} = 1,48 \text{ Ом};$$

– результуючий опір до точки К2:

$$z_{рез2(\bar{o})} = \sqrt{0,64^2 + (0,43 + 0,9 + 2,87)^2} = 4,25 \text{ Ом};$$

– результуючий опір до точки К3:

$$z_{рез3(\bar{o})} = \sqrt{(0,64 + 7,08)^2 + (0,43 + 0,9 + 2,87 + 5,04)^2} = 12,04 \text{ Ом};$$

4) визначаємо періодичну складову струму трифазного к.з.:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\delta)}};$$

– струм трифазного к.з. в точці К1, приведений до напруги 35 кВ:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,48} \cdot \frac{10,5}{37} = 1,16 \text{ кА};$$

– струм трифазного к.з. в точці К2:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,25} = 1,43 \text{ кА};$$

– струм трифазного к.з. в точці К3:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,04} = 0,51 \text{ кА};$$

5) визначаємо ударний струм трифазного к.з. в точках к.з.:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}^{(3)};$$

– ударний струм трифазного к.з. в точці К1:

$$i_{y1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 1,16 = 2,45 \text{ кА};$$

– ударний струм трифазного к.з. в точці К2:

$$i_{y2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,0 \cdot 1,43 = 2,02 \text{ кА};$$

– ударний струм трифазного к.з. в точці К3:

$$i_{y3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,0 \cdot 0,51 = 0,72 \text{ кА}.$$

2. Розрахунок у відносних одиницях:

1) задаємося базисними умовами: $S_{\delta} = 100 \text{ МВА};$

$$U_{\delta I} = 1,05 \cdot 35 = 37,0 \text{ кВ}; \quad U_{\delta II} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ};$$

Базисний струм:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta}}; \quad I_{\delta I} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 1,56 \text{ кА}; \quad I_{\delta II} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА};$$

2) визначаємо опір елементів мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов:

– опір системи С1:

$$x_{*c(\delta)} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa.c}^{(3)}}; \quad x_{*c(\delta)} = \frac{100}{258} = 0,39;$$

– опір знижувального трансформатора Т1:

$$x_{*mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нmp}}; \quad x_{*mp1(\bar{o})} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6;$$

– опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$r_{*л(\bar{o})} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}I}^2}; \quad x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}I}^2};$$

$$r_{*л1(\bar{o})} = 0,25 \cdot 32,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,58; \quad x_{*л1(\bar{o})} = 0,35 \cdot 32,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,82;$$

– опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$r_{*л(\bar{o})} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}II}^2}; \quad x_{*л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}II}^2};$$

$$r_{*л2(\bar{o})} = 0,59 \cdot 12,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 6,42; \quad x_{*л2(\bar{o})} = 0,42 \cdot 12,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 4,57;$$

3) визначаємо результуючий опір до точок к.з.:

$$z_{*рез(\bar{o})} = \sqrt{(\sum r_{*(\bar{o})i})^2 + (\sum x_{*(\bar{o})i})^2};$$

– результуючий опір до точки К1:

$$z_{*рез1(\bar{o})} = \sqrt{0,58^2 + (0,39 + 0,82)^2} = 1,34;$$

– результуючий опір до точки К2:

$$z_{*рез2(\bar{o})} = \sqrt{0,58^2 + (0,39 + 0,82 + 2,6)^2} = 3,85;$$

– результуючий опір до точки К3:

$$z_{*рез3(\bar{o})} = \sqrt{(0,58 + 6,42)^2 + (0,39 + 0,82 + 2,6 + 4,57)^2} = 10,92;$$

4) визначаємо струм трифазного короткого замикання в точках к.з.:

– струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}I}}{z_{*рез1(\bar{o})}}; \quad I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{1,56}{1,34} = 1,16 \text{ кА};$$

– струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}II}}{z_{*рез2(\bar{o})}}; \quad I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{5,51}{3,85} = 1,43 \text{ кА};$$

– струм трифазного короткого замикання в точці К3:

$$I_{\kappa3}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}II}}{z_{*рез3(\bar{o})}}; \quad I_{\kappa3}^{(3)} = \frac{5,51}{10,92} = 0,51 \text{ кА}.$$

ЗАДАЧА 8.3

Повітряна лінія напругою 0,38 кВ відходить від шин споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Розрахункові дані наведені на схемі мережі (рисунок 8.13). Визначити струм трифазного к.з. в точці K1 та струм однофазного к.з. в точці K2.

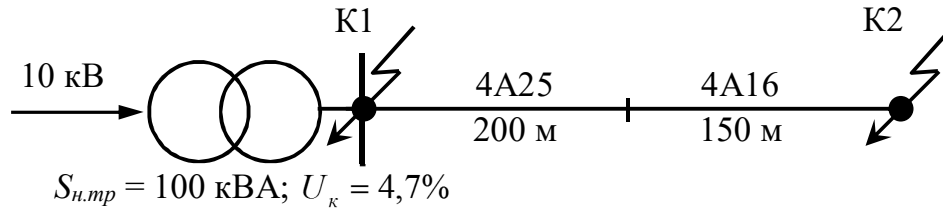


Рисунок 8.13 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ

За розрахунковою схемою (рисунок 8.13) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі (рисунок 8.14). Приймаємо, що $z_{L10} = 0$.

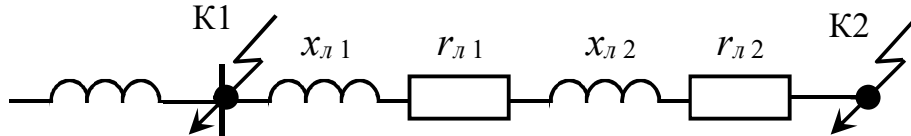


Рисунок 8.14 – Еквівалентна схема заміщення мережі

Розрахунок в практичних одиницях:

1) приймаємо базисну напругу:

$$U_{\bar{0}} = 1,05 \cdot U_n. \quad U_{\bar{0}} = 1,05 \cdot 0,38 = 0,4 \text{ кВ};$$

2) визначаємо струм трифазного к.з. в точці K1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{n.tr}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa} \% \cdot U_{\bar{0}}}; \quad I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,7 \cdot 400} = 3074 \text{ А};$$

3) за довідковими даними визначаємо питомий опір проводу:

$$\begin{aligned} \text{А 25} \quad r_0 &= 1,28 \text{ Ом/км} \quad (\text{додаток Б, таблиця Б.1}); \\ \text{А 16} \quad r_0 &= 1,98 \text{ Ом/км}; \\ x_{0\phi-n.i} &= 0,6 \text{ Ом/км}. \end{aligned}$$

4) за довідковими даними визначаємо повний опір трансформатора струму замикання на корпус:

$$z_{tr}^{(1)} = 1,07 \text{ Ом} \quad (\text{додаток Д, таблиця Д.2}).$$

5) визначаємо опір петлі «фаза-нуль» до точки K2:

$$\begin{aligned} z_n &= \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0n.i})^2 + x_{0\phi-n.i}^2}; \\ z_n &= 0,2 \sqrt{(2 \cdot 1,28)^2 + 0,6^2} + 0,15 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,98)^2 + 0,6^2} = 1,14 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

6) визначаємо струм однофазного к.з. у точці K1:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n}; \quad I_{\kappa}^{(1)} = \frac{230}{\frac{1,07}{3} + 1,14} = 153,64 \text{ А.}$$

Запитання для самоконтролю

1. Які причини виникнення коротких замикань (к.з.)?
2. Які наслідки виникнення струмів к.з. в електричній мережі?
3. Які є види коротких замикань?
4. Що таке мінімальні і максимальні значення струмів к.з.?
5. З якою метою розраховують максимальні струми к.з. в електричних мережах?
6. З якою метою розраховують мінімальні струми к.з. в електричних мережах?
7. Що таке ударний струм к.з. і коли він з'являється?
8. Що показує ударний коефіцієнт і які значення він може приймати?
9. Які існують методи розрахунку струмів к.з.?
10. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод іменованих (практичних) одиниць?
11. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод відносних (умовних) одиниць?
12. Що таке розрахункова схема електричної мережі?
13. Що таке еквівалентна схема заміщення електричної мережі?
14. Як враховується активний опір елементів мережі при розрахунку струмів к.з. в мережах різного класу напруги?
15. Як визначаються опори окремих елементів електричної мережі?
16. Що таке опір петлі «фаза-нуль»?
17. З якою метою розраховують однофазний струм к.з. в мережі напругою 0,38 кВ?
18. Що таке струм замикання на землю в електричній мережі з ізольованою нейтраллю?
19. Як змінюється фазна напруга на непошкоджених фазах мережі 10 кВ при замиканні однієї фази на землю?
20. Як визначається струм замикання на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю?
21. З якою метою і коли використовують дугогасильні реактори в електричних мережах з ізольованою нейтраллю?

ТЕМА 9

ЕЛЕКТРИЧНА АПАРАТУРА

Електрична апаратура призначена для передачі електричної енергії, керування роботою генераторів, трансформаторів, ліній електропередачі і споживачів електричної енергії та для захисту їх від пошкоджень в аварійних режимах [11-13].

Електричну апаратуру розділяють за напругою – **високої і низької напруги**, за струмом – **постійного і змінного струму**, за ступенем захисту апаратів від навколишнього середовища – **відкриті, захищені (закриті), вибухобезпечні** та за іншими ознаками.

Під час експлуатації мереж вся електрична апаратура повинна працювати надійно і точно. Рівень електричної ізоляції визначається робочою напругою апарата та умовами експлуатації (в приміщенні або на відкритому повітрі). Напруга є основним параметром, який істотно впливає на конструкцію електричної апаратури.

9.1 Електричні контакти

Електричним контактом називають сукупність двох або більше з'єднаних між собою провідників, через які проходить струм з одного електричного кола в інше.

Із струмопровідних частин електричних апаратів і розподільних установок у цілому найвищі вимоги ставлять до електричних контактів. Від якості контактних з'єднань в значній мірі залежить надійність роботи обладнання та системи в цілому.

За умовами роботи і за призначенням контакти розділяють на дві групи: **контакти що не розмикаються і контакти що розмикаються**.

Контактні з'єднання обох груп повинні:

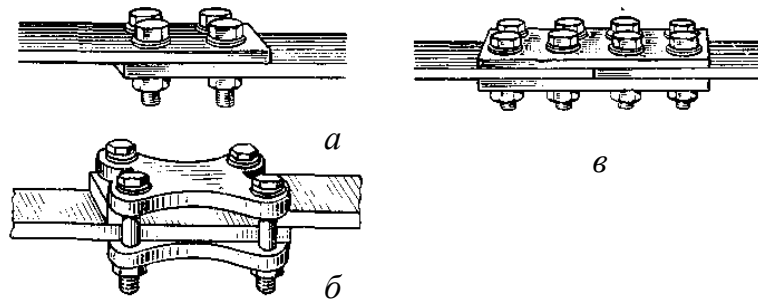
- надійно без перегрівання працювати в умовах нормального режиму;
- мати певну термічну і електродинамічну стійкість у режимі короткого замикання.

Контактні з'єднання що не розмикаються в свою чергу розділяють на **рухомі і нерухомі** контакти.

В нерухомих контактних з'єднаннях відсутнє переміщення одних контактних частин відносно інших – наприклад болтове з'єднання шин.

Нерухомі контактні з'єднання в розподільних установках виконують:

- внакладку (рисунок 9.1, *а*);
- внакладку із додатковими накладками (рисунок 9.1, *б*);
- у стик із додатковими накладками (рисунок 9.1, *в*);
- зварюванням.

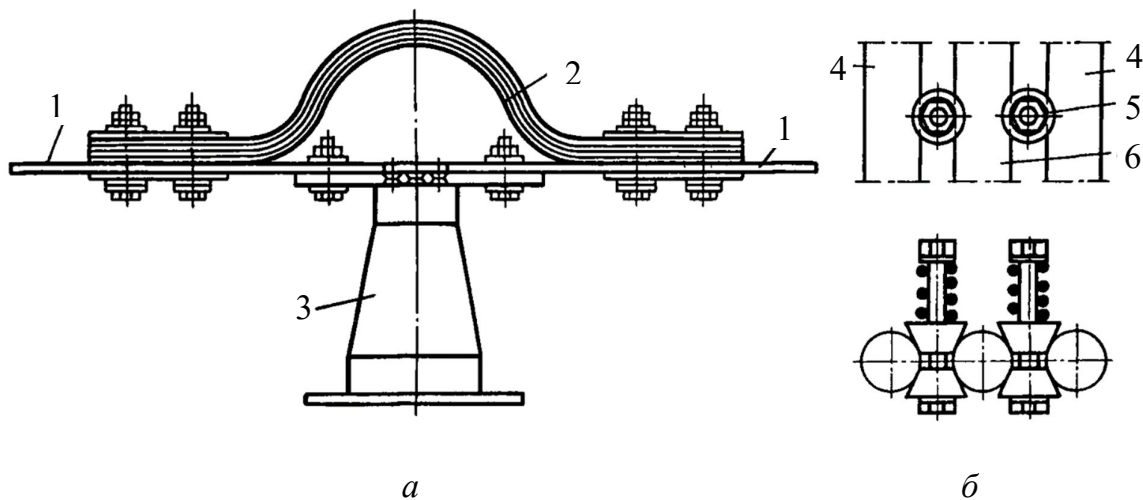


а – внакладку; *б* – внакладку із додатковими накладками; *в* – у стик із додатковими накладками

Рисунок 9.1 – Нерухомі контакти (з'єднання шин)

В рухомих контактних з'єднаннях, що не розмикаються, відбувається ковзання або кочення.

Прикладом рухомого контакту, що не розмикається, може бути шинний компенсатор (рисунок 9.2, *а*). Він виготовляється із великої кількості гнучких пластинок 2 для забезпечення температурної компенсації шин 1 при можливій зміні їх довжини внаслідок коливання температури.



а – шинний компенсатор; *б* – роликові контакти

Рисунок 9.2 – Рухомі контакти, що не розмикаються

Іншим прикладом рухомого контакту, що не розмикається, можуть бути роликові контакти (рисунок 9.2, б), які призначенні для знімання струму із нерухомих елементів (стержнів) 4, які перемикаються роликами 5 на рухомий контакт 6.

Контакти, що розмикаються, виконуються завжди рухомими.

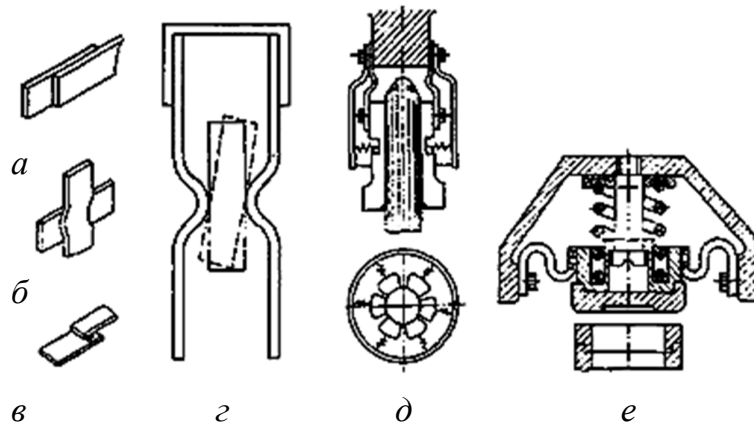
Рухомі контакти – основний елемент комутаційних апаратів. Вони повинні мати підвищену дугостійкість та витримувати певну кількість циклів «ввімкнення-розімкнення».

За принципом притискання контакти, що розмикаються, можуть бути: *плоскими, лінійними та точковими*.

Плоскі контакти (рисунок 9.3, а) притискаються широкою поверхнею, мають несталий перехідний опір та недостатню електродинамічну міцність.

Лінійні контакти (рисунок 9.3, б) притискаються лише вузькою поверхнею (лінією), мають сталий перехідний опір, високий питомий тиск в місці контакту, високу електродинамічну стійкість, просте і надійне регулювання.

Точкові контакти (рисунок 9.3, в) дотикаються в одній або кількох точках, мають високий питомий тиск і тому характеризуються стабільністю перехідного опору, мають просте і надійне регулювання.



а – плоскі; б – лінійні; в – точкові; г – врубні; д – розеткові; е – торцеві;

Рисунок 9.3 – Типи рухомих електричних контактів, що розмикаються

За виконанням контакти, що розмикаються, розділяють на:

- **врубні** – складаються із ножа (рухомого контакту) і стояка (нерухомого контакту), вони можуть бути з плоским, лінійним або точковим притисканням (рисунок 9.3, г), використовують в рубильниках та роз'єднувачах;
- **розеткові** контакти мають лінійне дотикання розетки (нерухомого контакту) із стержнем (рухомим контактом) (рисунок 9.3, д), застосовують в апаратах напругою понад 1000 В;

– **торцеві** контакти можуть бути з плоским, лінійним, або точковим дотиканням (рисунк 9.3, *e*), їх використовують в апаратах наругою 110 кВ і вище.

Пружності і необхідної сили тиску на контакт в контактах, що розмикаються, досягають за рахунок пластинчастих та спіральних пружин.

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 великих струмів, доцільно виконувати з подвійною контактною системою. Вона складається із **робочих** і **дугогасильних контактів**, з'єднаних паралельно. При вмиканні кола спочатку замикаються дугогасильні контакти, а потім – робочі. При вимиканні 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 к.з. при замкнутому колі (приклад, контакти вимикачів навантаження ВН – 16 та ВН – 17).

Дугогасильні контакти виготовляють із тугоплавких матеріалів із високою дугостійкістю (сталь, молібден, вольфрам). Робочі контакти виготовляють із матеріалів із високою електропровідністю (мідь, сплави міді та ін.).

Між поверхнями контактних з'єднань, що притискаються, існує активний опір – **перехідний опір**.

$$r_k = \frac{C}{F^m}, \quad (9.1)$$

де C – коефіцієнт, який залежить від матеріалу контактів, Ом·Н;

F – сила контактного натискання, Н;

m – коефіцієнт що залежить від типу контакту:

$m = 0,5 \dots 0,6$ – точковий контакт (сфера – сфера);

$m = 0,6 \dots 0,85$ – лінійний контакт;

$m = 0,86 \dots 1$ – поверхневий та циліндричний контакт;

$m = 1$ – щітковий контакт.

Значення коефіцієнта C : мідь – $(0,3 \dots 0,4) \cdot 10^{-3}$ Ом·кг; сталь-мідь – $(10 \dots 30) \cdot 10^{-3}$ Ом·кг; алюміній – $(1,3 \dots 1,6) \cdot 10^{-3}$ Ом·кг; сталь – $(25 \dots 80) \cdot 10^{-3}$ Ом·кг; срібло – $(0,2 \dots 0,6) \cdot 10^{-3}$ Ом·кг.

Перехідний опір характеризує кількість енергії, що поглинається в контактному з'єднанні і нагріває його.

При проходженні струму в перехідному опорі виділяється теплота, яка нагріває контакт. Внаслідок цього перехідний опір збільшується, що призводить

до збільшення теплоти, яка виділяється в ньому, а тим самим – до підвищення температури контакту.

При надмірному нагріванні контактне з'єднання окислюється, що спричиняє ще більше зростання перехідного опору і, отже, ще більше підвищення температури контакту. Активне окислення контактів розпочинається при температурі 70 °С.

Підвищення температури в місці контакту може призвести до злипання або до зварювання контактів. Таке явище є дуже шкідливим для рухомих контактів, що розмикаються. Тому поверхня контактів повинна бути достатньою для зменшення перехідного опору і розсіювання теплоти.

На перехідний опір також впливає спосіб обробки контактних поверхонь та їх стан в процесі експлуатації.

Поверхні контактів завжди нерівні, на них є виступи і заглиблення. Зі збільшенням тиску на поверхню виступи деформуються, зменшуючи перехідний опір. При значних струмах контакти покривають сріблом або іншим металом, що добре проводить струм та є стійким до окислення при підвищеній температурі.

Контактні з'єднання виготовляють з міді, латуні, алюмінію та сталі. Для виготовлення рухомих контактів, що розмикають електричне коло, окрім перелічених матеріалів, часто застосовують металокерамічні з'єднання (мідь з вольфрамом або молібденом, срібло з вольфрамом та ін.). Вони поєднують високу провідність міді або срібла з високою температурою плавлення вольфраму або молібдену.

Щоб уникнути місцевого перегрівання, оплавлення і зварювання контактів при вмиканні і вимиканні електричного кола, необхідно збільшувати швидкість вмикання або розмикання контактів. Рухомі контакти також повинні мати достатню стійкість до електричної дуги та витримувати певну кількість комутаційних операцій без механічних пошкоджень.

9.2 Поняття про електричну дугу

При розмиканні електричного кола густина струму в місці контакту різко збільшується внаслідок швидкого зменшення площі притискання контактів (збільшується перехідний опір), що в свою чергу спричиняє місцеве перегрівання, а висока температура, відповідно, спричиняє *термічну емісію електронів* з металу контактів. Крім цього, у момент розривання кола між контактами швидко встановлюється напруга мережі і виникає потужне електричне поле із великою напруженістю, що може призвести до появи

електричної дуги. Електрична дуга з'являється якщо напруга в місці розривання кола більша ніж 10...20 В, а струм перевищує 100 мА [11, 12].

Під дією високої температури молекули і атоми середовища, в якому горить дуга, розпадаються на електрони і позитивні іони – відбувається процес **іонізації**. Іонізоване середовище (плазма) характеризується високою провідністю, завдяки чому підтримується горіння дуги. Провідність плазми наближається до провідності металів.

Одночасно із процесом іонізації відбувається **деіонізація** газу. Теплота відводиться в 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.

Розрізняють три стадії горіння дуги:

- **запалювання дуги** (внаслідок ударної іонізації запалюється дуга, інтенсивність іонізації перевищує інтенсивність деіонізації);
- **стійке горіння дуги** (інтенсивність іонізації і деіонізації рівні);
- **згасання дуги** (інтенсивність деіонізації вища ніж іонізації).

Температура електричної дуги може досягати декількох тисяч градусів (до 10000...15000 °С). При напрузі 110 кВ і вище довжина дуги може досягати декількох метрів. Електрична дуга представляє значну небезпеку, тому її необхідно якнайшвидше загасити для обмеження можливого руйнування елементів електричних апаратів.

Процеси гасіння дуги, як і її горіння, різні при постійному і при змінному струмі. При змінному струмі дуга загоряється і гасне із заданою частотою.

Дугу можна погасити при збільшенні відстані між контактами (збільшення довжини дуги). При певній довжині дуги, більшій за критичну, кількість теплоти, що відбирається від дуги, буде більшою ніж кількість теплоти, що в ній виділяється – дуга гасне.

Електричну дугу в колах змінного струму гасити простіше, ніж у колах постійного струму. Струм промислової частоти (50 Гц) 100 раз за секунду проходить через нульове значення. При нульовому значенні струму енергія в електричній дузі не виділяється. Якщо відібрати від дуги достатню кількість теплоти, то можна досягти такої деіонізації міжконтактного проміжку, при якій розірветься коло електричного струму і дуга погасне.

Гасіння електричної дуги змінного струму можна поділити на дві категорії: гасіння відкритої дуги і гасіння дуги в дугогасильних пристроях.

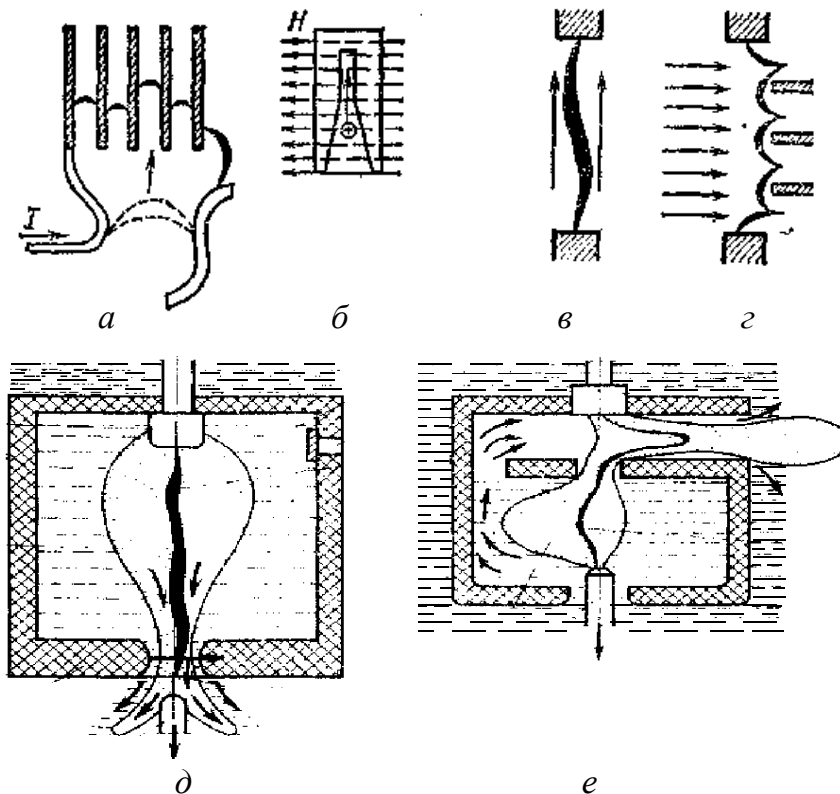
Умови гасіння відкритої електричної дуги змінного струму аналогічні умовам гасіння дуги постійного струму. В момент переходу через нульове значення відкрита дуга може погаснути. Для цього контакти розміщують так,

щоб електродинамічні сили і рухомі потоки нагрітого повітря розтягували дугу. Гасіння відкритої дуги застосовують при відносно невеликій напрузі і струмах. Гасіння такої дуги забезпечується лише тоді, коли її довжина буде не меншою від деякого критичного значення.

При $U > 1000$ В, навіть при порівняно невеликих струмах, гасіння відкритої дуги утруднюється і для цього використовують спеціальні дугогасильні пристрої різних типів.

Гасіння дуги в металевих ґратках. Дуга подрібнюється, зтягується в металеві ґратки під дією електромагнітного поля, та охолоджується (рисунк 9.4, а). Застосовують в автоматичних вимикачах та контакторах напругою до 1000 В.

Гасіння дуги у вузьких щілинах із дугогасильного матеріалу (гетинаксу, фібри або вініпласту) який при підвищенні температури розкладається і виділяє газ, що не підтримує горіння дуги. Додатково відбувається інтенсивне охолодження дуги стінками вузької камери (рисунк 9.4, б). Для підсилення ефекту гасіння може застосовуватися магнітне поле, яке створюється за рахунок котушки підключеної послідовно із контактами. Такий спосіб гасіння дуги застосовують у вимикачах навантаження ВН-16, ВН-17 та ін.



а – в металевих ґратках; б – у вузьких щілинах; в, г – стисненим повітрям; д – у маслі, в дугогасильних камерах із поздовжнім дуттям; е – у маслі, в дугогасильних камерах із поперечним дуттям

Рисунок 9.4 – Способи гасіння електричної дуги

Гасіння дуги під високим тиском. Високий тиск утворюються від горіння самої дуги в щільно закритих камерах, із ростом тиску знижується іонізація газу і зростає його теплопровідність, що сприяє гасінню дуги. Такий спосіб гасіння дуги застосовують в плавких запобіжниках напругою до та понад 1000 В.

Гасіння дуги стисненням повітрям. Дуга обдувається потоком стисненого повітря вздовж (рисунки 9.4, в) або поперек (рисунки 9.4, г). Такий спосіб гасіння дуги застосовують у повітряних високовольтних вимикачах.

Гасіння дуги у маслі. Під дією високої температури трансформаторне масло в зоні дуги розкладається і утворюється газова бульбашка, основним компонентом якої є водень і пари масла, які гасять дугу. Інтенсивність гасіння дуги підвищується також за рахунок зростання тиску всередині газової бульбашки.

Чим ближче масло до дуги і чим вище швидкість його руху, тим швидше гаситься дуга. Цього досягають в спеціальних дугогасильних камерах. Такий спосіб гасіння дуги застосовують в масляних високовольтних вимикачах (багато- та малооб'ємних).

За принципом дії розрізняють три групи дугогасильних камер:

- *камери із авто дуттям*, коли високий тиск і швидкість руху газу в зоні дуги створюється за рахунок енергії, що виділяється при взаємодії дуги і масла. Розрізняють камери із поздовжнім (рисунки 9.4, д) та поперечним дуттям (рисунки 9.4, е);

- *камери із примусовим дуттям*, коли використовуються гідравлічні пристрої, що під тиском нагнітають масло в камеру;

- *камери із магнітним гасінням в маслі* – дуга під дією магнітного поля переміщується у вузькі щілини камери, що розташована в маслі.

Гасіння дуги в елегазі. Елегаз має значно вищу електричну міцність у порівнянні із повітрям (6...9 МВ/м). Навіть при атмосферному тиску в елегазі дуга швидко гасне. Такий спосіб гасіння дуги застосовують в елегазових високовольтних вимикачах та у вимикачах навантаження.

Гасіння дуги у вакуумі. В глибокому вакуумі ($\approx 10^{-4}$ Па) дуга гасне при першому переході струму через нуль при порівняно незначних відстанях між контактами (5...15 мм). Спосіб застосовують у високовольтних вакуумних вимикачах.

Перелічені вище способи гасіння дуги, при застосуванні в електричних апаратах, можуть комбінуватися.

У більшості сучасних конструкцій дугогасильних пристроїв вдається досягти необхідної для гасіння дуги деіонізації при одному переході змінного струму через нульове значення.

9.3 Шини розподільних пристроїв

Усі електричні приєднання одного ступеня напруги в розподільних пристроях (пунктах) виконують за допомогою **збірних шин** – не ізольованих фазних провідників, що закріплені на ізоляторах [11-13, 16].

В розподільних пристроях напругою вище 1000 В використовують **круглі, прямокутні та коробчасті шини**, виготовлені із міді, алюмінію або сталі. Здебільшого застосовують алюмінієві шини.

У відкритих розподільчих пристроях (ВРП) шини виконують багатодротовими сталевалюмінієвими проводами, а в закритих розподільчих пристроях (ЗРП) – плоскими алюмінієвими або мідними шинами прямокутного перерізу.

В залежності від сили струму шини збирають по одній, дві, три смуги в одному пакеті по фазі. Для кращого охолодження шин між смугами в пакеті зазор приймають рівним товщині смуги.

Коробчасті перерізи шин застосовують при струмах, що перевищують 3000 А.

Шини фази А (L1) фарбують в жовтий колір, фази В (L2) – в зелений, а фази С (L3) – в червоний.

Якщо шини мають значну довжину, то їх окремі ділянки з'єднують гнучкими перемичками – компенсаторами (рухомий нероз'ємний контакт).

9.4 Ізолятори для електричних установок

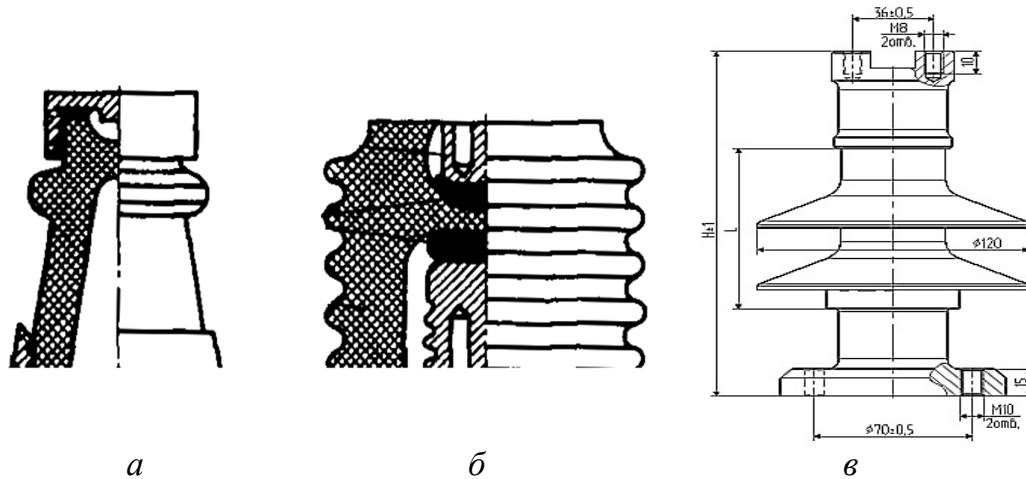
Для безаварійної роботи електричної апаратури слід забезпечити надійну ізоляцію струмопроводів між собою і відносно землі. Для виконання цих функцій та для закріплення струмоведучих частин використовують **станційні, апаратні та лінійні ізолятори**. Стійкість ізоляції визначається пробивною напругою та механічною міцністю.

Ізолятори, які використовують для кріплення проводів повітряних ліній і шин ВРП називаються **лінійними**. Вони можуть бути штирові, або підвісні. Виготовляють лінійні ізолятори із скла, фарфору та полімерних матеріалів (склопластикова трубка або стержень, захищена від зовнішніх впливів ребристим покриттям із кремнійорганічної гуми).

Станційні та апаратні ізолятори використовуються для кріплення та ізоляції шин або відповідних струмоведучих частин електричних апаратів. Їх поділяють на **опорні** та **прохідні**.

Для внутрішнього встановлення випускають ізолятори, розраховані на напругу до 110 кВ.

Опорні ізолятори (опорно-стержневі) ВРП типу ОФ на напругу 6...35 виготовляють із зовнішнім (рисунк 9.5, а) або внутрішнім (рисунк 9.5, б) закладенням арматури, із овальною, круглою або квадратною основою і використовують для кріплення шин та апаратів розподільних пристроїв. На даний час активно застосовуються полімерні опорні ізолятори (рисунк 9.5, в).



а – фарфоровий із зовнішнім закладенням арматури (ОФ); б – фарфоровий із внутрішнім закладенням арматури (ОФ); в – полімерний із внутрішнім склопластиковим стержнем (ОСК)

Рисунок 9.5 – Опорні стержневі ізолятори на напругу 10 кВ

ОФ-10-375-П УЗ: О – опорний; Ф – фарфоровий; клас напруги 10 кВ; мінімальне руйнівне навантаження на згинання – 3,75 кН; П – наявність арматури спеціального типу для кріплення запобіжників; УЗ – кліматичне виконання (для роботи в приміщенні).

ОСК 4-10-В02-1-УХЛ1: О – опорний; С – стержневий; К – захисна оболонка із кремнійорганічної гуми; 4 – мінімальне руйнівне навантаження на згинання – 4 кН; клас напруги 10 кВ; УХЛ1 – кліматичне виконання (для роботи на відкритому повітрі).

Опорні ізолятори розподільних пристроїв виготовляють:

– **опорно-штировими**: типу ШН із скла на напругу до 20 кВ; типу ОНШ із фарфору на напругу 10...35 кВ (рисунк 9.6, а);

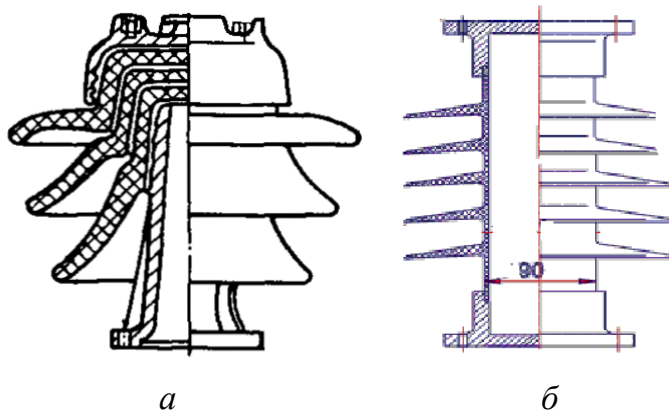
– **опорно-стержневими**: типу ОНС із фарфору на 10...110 кВ; типу ОС із фарфору на 20...35 кВ.

Взамін фарфорових ізоляторів застарілих серій типу ОНШ встановлюють полімерні ізолятори типу ОНШП (рисунк 9.6, б).

ШН-10-490 – штировий опорний ізолятор зовнішнього встановлення, мінімальне руйнівне навантаження 4,9 кН.

Із ізоляторів ОНШ-35 і ОС-35 на напругу 35 кВ збирають колонки для установок напругою 110 і 220 кВ (відповідно з трьох і п'яти ізоляторів).

У ізоляторів для ВРП для підвищення електричної міцності поверхня більш розгалужена, ніж у ізоляторів для ЗРП [11].

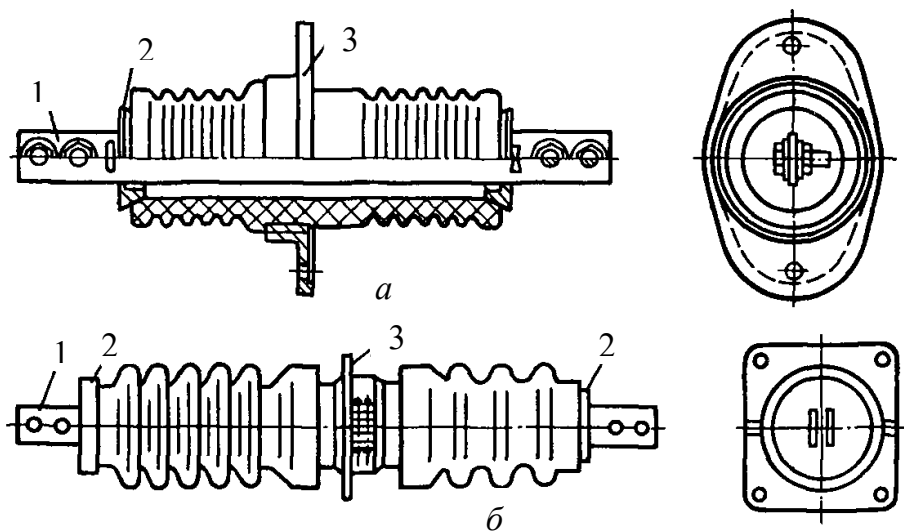


a – ОНШ-10; *б* – ОНШП-10

Рисунок 9.6 – Опорні ізолятори зовнішнього встановлення

Прохідні ізолятори для закритих та відкритих розподільних пристроїв (ЗРП та ВРП) призначені для виведення струмопровідних частин із приміщення і для прокладання шин через стіни і перекриття, для виведення струмоведучих частин із корпусів електричних апаратів та обладнання (рисунок 9.7).

ИП – найбільш поширений прохідний ізолятор на напругу 6...35 кВ і струм 400...1600 А (для внутрішнього встановлення) та 630...10000 А (для зовнішньо-внутрішнього встановлення).



a – ИП-10/1000-7,5 УХЛ2; *б* – ИП-35/1000-7,5 УХЛ2;

Рисунок 9.7 – Прохідні ізолятори

ИП-10/1000-7,5 – ізолятор прохідний на напругу 10 кВ, струм 1000 А, мінімальне руйнівне навантаження – 7,5 кН.

Якщо одна частина прохідного ізолятора працює на повітрі, а інша в маслі (трансформатори, бакові вимикачі), то його виготовляють несиметричним (частина, що призначена для роботи на повітрі має більш розвинену поверхню).

На напругу від 110 кВ і вище, і струми до 2000 А широко застосовують маслонаповнені вводи (ГМБТ-110/1000, БМП-110/1000, ГМЛБ-90-110/1000). У них порожнина між фарфором і струмопровідним стержнем заповнена трансформаторним маслом або паперово-масляною ізоляцією.

9.5 Плавкі запобіжники

Плавкий запобіжник – це найпростіший апарат захисту та комутації, який призначений для автоматичного однократного відключення електричних кіл при короткому замиканні або при тривалих перевантаженнях шляхом розплавлення нагрітої струмом **плавкої вставки**, яка представляє собою штучно послаблену ділянку мережі. Плавка вставка нагрівається струмом, що протікає через неї, і перегорить, коли струм перевищує допустимі значення.

Запобіжник включається послідовно в електричне коло, що захищається і складається із наступних частин: контактний стояк, патрон (корпус) із плавкою вставкою і системою для гасіння дуги.

До основних переваг запобіжників можна віднести:

- простота конструкції;
- низька вартість;
- швидке відключення електричного кола при к.з.;
- здатність до обмеження струму к.з. (деякі типи запобіжників).

Завдяки вказаним перевагам, в електричних мережах напругою до 1000 В запобіжник є одним із основних засобів захисту. В мережах напругою понад 1000 В застосовуються запобіжники напругою до 110 кВ.

До основних недоліків плавких запобіжників, які обмежують їх використання, можна віднести:

- значний розкид характеристик, що утруднює узгодження розташованих послідовно апаратів;
- можливість виникнення неповнофазних режимів роботи обладнання при перегорянні плавкої вставки в одній фазі;
- не чітка робота при перевантаженнях мережі;

- забезпечують селективність дії лише в радіальних мережах із одностороннім живленням;
- необхідність заміни плавкої вставки, що перегоріла.

Плавкі запобіжники характеризуються: номінальною напругою $U_{н.зан}$, номінальним струмом запобіжника $I_{н.зан}$, номінальним струмом плавкої вставки $I_{н.в}$ та номінальним (граничним) струмом відключення $I_{гр.відкл.}$.

Номінальний струм запобіжника $I_{н.зан}$ характеризує його корпус і контактну систему.

Номінальний струм плавкої вставки $I_{н.в}$ – струм на який розрахована плавка вставка при тривалій роботі.

До одного й того ж корпусу запобіжника можна вставити ряд плавких вставок на різні струми. Необхідно при цьому щоб виконувалася умова:

$$I_{н.в.} \leq I_{н.зан} \quad (9.2)$$

Граничний струм відключення $I_{гр.відкл.}$ – це найбільше допустиме діюче значення періодичної складової струму короткого замикання ($I_y^{(3)}$), яке може відключити запобіжник при заданих умовах.

Відключення запобіжником струмів, що перевищують допустимі значення, може призвести до руйнування корпусу та контактної системи і навіть до перекриття між фазами мережі.

Основним елементом запобіжника є **плавка вставка** – штучно послаблена ділянка електричного кола, яка перегоряє при перевищенні струмом заданого значення. Після спрацьовування запобіжника необхідно вручну замінити плавку вставку.

Умовно роботу запобіжника можна розділити на три періоди:

- 1) аварійний струм нагріває плавку вставку до заданої температури t ;
- 2) плавлення плавкої вставки;
- 3) гасіння дуги.

Плавкі вставки запобіжників виготовляють із свинцю, сплавів свинцю та олова, цинку, алюмінію, міді, срібла, константану та інших матеріалів.

Щоб знизити температуру плавлення вставки використовують матеріали з низькою температурою плавлення та високою теплоємністю: свинець (327°C), свинець із оловом ($240\ldots 320^{\circ}\text{C}$) та цинк (419°C).

Плавкі вставки з цих матеріалів мають порівняно великий переріз із-за високого питомого опору матеріалу ($\rho = (0,06\ldots 0,2) \cdot 10^{-6} \text{ Ом}\cdot\text{м}$), забезпечують

значні витримки часу спрацювання при перевантаженнях і легко витримують короткочасні перевантаження.

Такі плавкі вставки мають відносно великий переріз. При їх перегорянні утворюється велика кількість парів металу, що утруднює процес гасіння дуги.

Срібло і мідь мають менший питомий опір ($\rho = (0,016 \dots 0,018) \cdot 10^{-6} \text{ Ом} \cdot \text{м}$) і більшу температуру плавлення (961 та 1083 °С відповідно), що дозволяє значно знизити переріз вставки та час її перегорання. Але малий переріз вставки веде до перегрівання корпусу запобіжника при малих перевантаженнях.

Для зниження температури плавлення вставки з тугоплавких матеріалів (міді та срібла) на вставку наплавляють олов'яні кулі (рисунок 9.8), які мають значно нижчу температуру плавлення ніж матеріал вставки. При розплавленні вони розчиняють основний метал вставки і ведуть до його інтенсивного руйнування («металургійний ефект»). Плавка вставка перегоряє при температурі, яка наближається до температури плавлення олова.

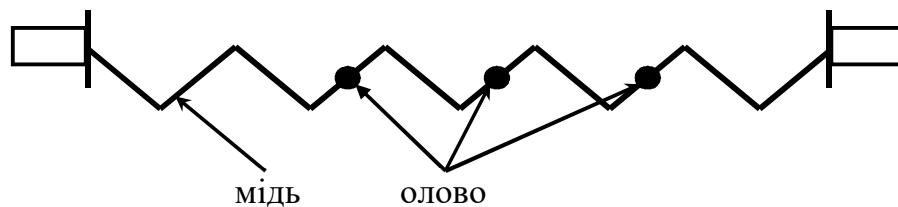


Рисунок 9.8 – Використання металургійного ефекту в запобіжниках

За умовами гасіння електричної дуги запобіжники розділяють на дві групи:

- запобіжники, що забезпечують ефект обмеження струмів короткого замикання;

- запобіжники, що не забезпечують ефект обмеження струмів короткого замикання.

Перша група запобіжників не впливає на значення струму к.з., а лише відключає його через певний час.

В запобіжниках, що забезпечують ефект обмеження струму, розплавлення вставки та гасіння дуги відбувається раніше ніж струм к.з. досягне свого максимального значення (ударного струму).

Швидко гасіння дуги забезпечується за рахунок:

- високого тиску газів, що виділяються із корпусу запобіжника (фібра, вінілпласт, поліметилакрилат та ін.) під впливом температури дуги;
- гасіння дуги в вузьких щілинах і каналах;
- за рахунок інтенсивного відведення теплоти від дуги дрібнозернистим наповнювачем (кварцовий пісок).

При короткому замиканні на затискачах запобіжників із ефектом обмеження струму к.з. в момент перегорання вставки можуть виникати комутаційні перенапруги. Для обмеження цих перенапруг застосовують ряд заходів, наприклад, використовують вставки ступінчастого перерізу (до 250 В – два звуження, до 500 В – чотири звуження перерізу вставки).

При великих струмах к.з. вставка перегоряє одночасно в кількох звужених місцях, а при малих перевантаженнях нагрівається звужена частина і тепло віддається через розширену частину в контактну систему без зайвого перегріву. В цьому випадку вставка перегоряє в місці переходу від її вузької частини до широкої.

При значних струмах к.з. вставка плавиться одразу по всій довжині. Струм у колі миттєво зникає і тому виникає перенапруга, яка пробиває міжконтактний проміжок, після чого загоряється дуга. В електричній мережі напругою понад 1000 В перенапруга може досягати до $4,5 U_n$.

Для обмеження перенапруги також застосовують плавкі вставки з кількох завитих у вигляді спіралі дрітків різного перерізу. Спочатку перегоряє вставка меншого перерізу, а потім більшого.

Для цієї ж мети використовують іскровий проміжок. Спочатку плавиться неперервана (суцільна) вставка, а потім від невеликої перенапруги пробивається іскровий проміжок і плавиться наступна (паралельна) плавка вставка із проміжком.

Час спрацювання плавкої вставки в основному визначається часом її нагрівання до температури плавлення. Очевидно, що чим більший струм, що протікає через вставку, тим менше час плавлення вставки.

Плавка вставка запобіжника характеризується захисною або часо-струмовою (ампер-секундною) характеристикою (рисунки 9.9).

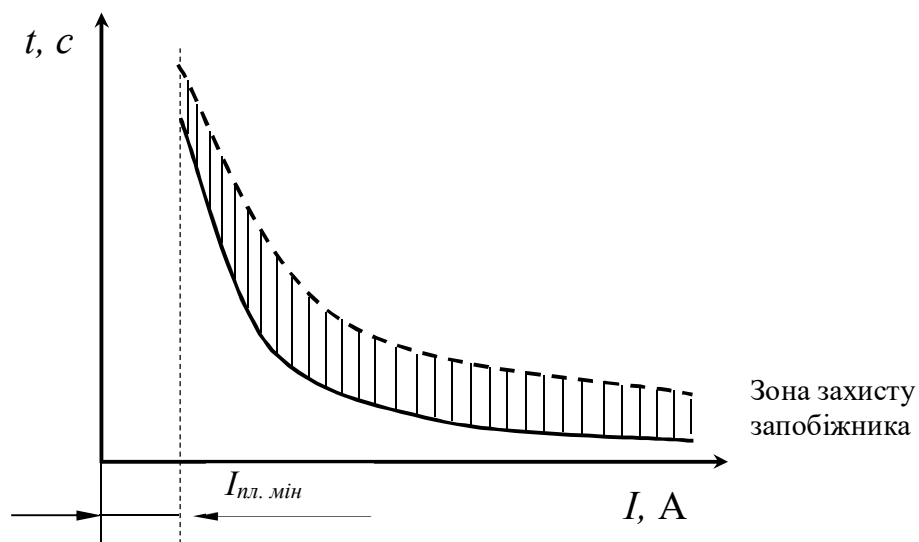


Рисунок 9.9 – Захисна характеристика запобіжника

Окрім величини струму к.з. на процес і на час перегорання плавкої вставки впливають також ряд інших факторів: температура навколишнього середовища, значення струму режиму, що передував к.з., старіння (зношення) вставки запобіжника та ін.

У зв'язку із цим характеристики запобіжників мають значний розкид, і їх необхідно зображувати у вигляді певної зони (рисунок 9.9).

9.5.1 Плавкі запобіжники напругою до 1000 В

До 1000 В застосовуються наступні основні типи запобіжників [11-13, 16]:

- запобіжники, що розбираються, із фібровими трубками: ПР1 (до 250 В); ПР2 (до 500 В);
- запобіжники з фарфоровим корпусом із кварцовим наповнювачем (піском): ПН2 (насипний, розбірний, до 1000 В); НПН2 (насипний, нерозбірний, до 1000 В).

Запобіжники типу ПР виготовляють на напругу 220 та 500 В і на струм патрону 15...1000А.

Патрон 2 запобіжника (рисунок 9.10) виготовляють із фібрової трубки з латунними обоймами 5 (із різьбою) на кінцях. Латунні обойми притискають контактні ножі 1 до яких приєднана гвинтами ступінчаста плавка вставка 3.

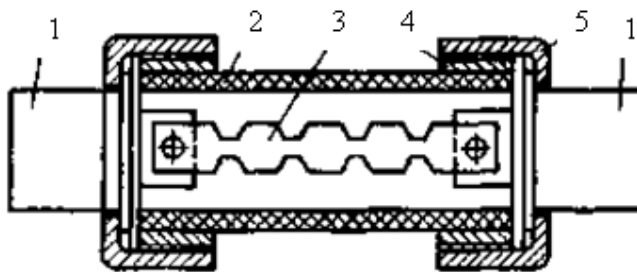


Рисунок 9.10 – Плавкий запобіжник типу ПР

Ці запобіжники забезпечують ефект обмеження струму к.з. В них електрична дуга гаситься високим тиском газів (водень та вуглекислий газ), що генеруються фібровою трубкою.

Перевагою запобіжників ПР в порівнянні із насипними запобіжниками є простота заміни вставки.

Недоліком таких запобіжників є дещо більші габарити.

Запобіжники типу ПН2 (рисунок 9.11) мають кварцовий наповнювач 5, який заповнює фарфоровий патрон 2. Патрон закривається кришками 1. Плавка вставка 6 запобіжника ПН2 виготовляється із однієї або декількох мідних

стрічок які мають прорізи. На мідь напаяються кульки із олова. В електричне коло запобіжник вмикається за допомогою ножів 4.

Запобіжник ПН2 забезпечує ефект обмеження струму к.з. за рахунок розділення дуги (перегоряє одночасно декілька пластинок) і швидкого охолодження її кварцовим піском.

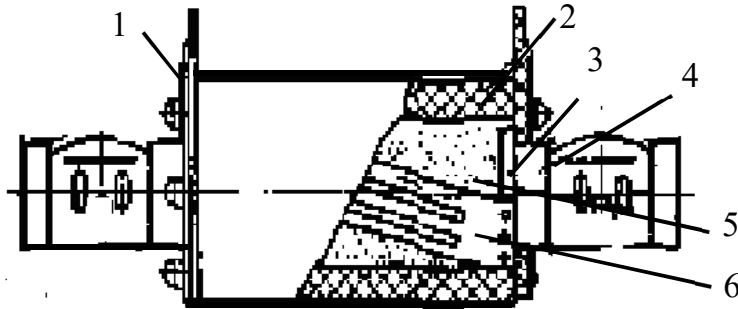


Рисунок 9.11 – Плавкий запобіжник типу ПН2

Принцип дії запобіжника НПН2 (нерозбірний) такий же як і в запобіжника ПН2. Його корпус (патрон) виготовляють із скляної трубки із латунними ковпачками. Трубка заповнена кварцовим піском в якому розташована плавка вставка із декількох мідних дрітів, на які посередині напаяні олов'яні кульки. Цей запобіжник також забезпечує обмеження струму к.з.

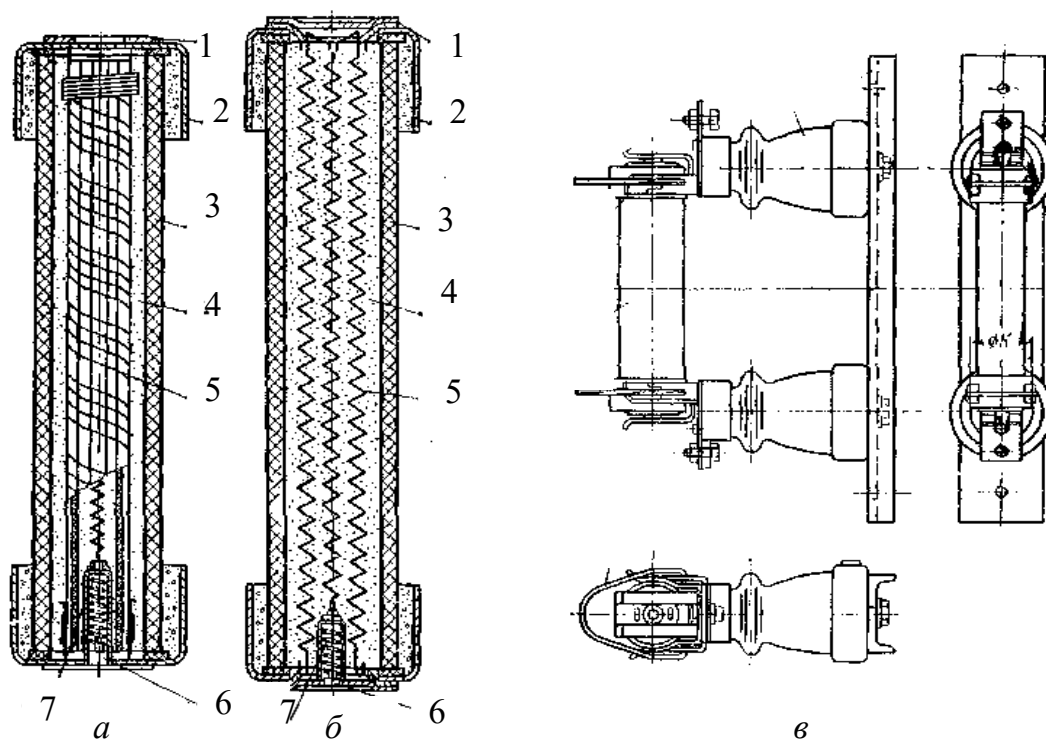
Для електроустановок промисловість випускає насипні нерозбірні запобіжники ППЗ1 на струм 32...1000 А і напругу 660В. Всі струмоведучі частини і плавка вставка запобіжника типу ППЗ1 виготовлені із алюмінію.

9.5.2 Плавкі запобіжники напругою вище 1000 В

В електричних мережах напругою вище 1000 В застосовують запобіжники ПКТ (ПК), ПКН (ПКТ), ПКНУ, ПВТ (ПС, ПСН) та ін. (в дужках вказана попередня назва запобіжника) [11-13, 16].

Найбільш поширені запобіжники ПКТ-10 (рисунок 9.12) на напругу 10 кВ, які встановлюють на стороні вищої напруги трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.

Патрон 3 запобіжника ПКТ-10 (рисунок 9.12) виготовляють із фарфорової трубки із латунними ковпачками 2 та кришками 1, яка заповнена кварцовим піском 5. Плавкі вставки виготовляють із посрібленого мідного дроту, які намотані на ребристе керамічне осердя (на струм до 7,5 А). При струмах 10...400 А встановлюють паралельно декілька спіральних вставок. На плавких вставках застосовують металургійний ефект.



а – на струм до 7.5А; *б* – на струм 10...400 А; *в* – запобіжник ПКТ-10 у зібраному вигляді

Рисунок 9.12 – Плавкий запобіжник типу ПКТ-10 (ПК-10)

Про спрацювання запобіжника сигналізує показчик 6, який викидається назовні пружиною 7. В нормальному стані показчик утримується сталлюю вставкою, яка перегоряє вслід за робочими.

Для захисту вимірювальних трансформаторів напруги застосовують запобіжники типу ПКТ (ПКН). На відміну від запобіжника ПКТ (ПК) їх плавка вставка виготовляється із константанового дроту, який намотаний на керамічне осердя.

Завдяки високому опору і малому перерізу плавкої вставки забезпечується значний ефект обмеження струму к.з.

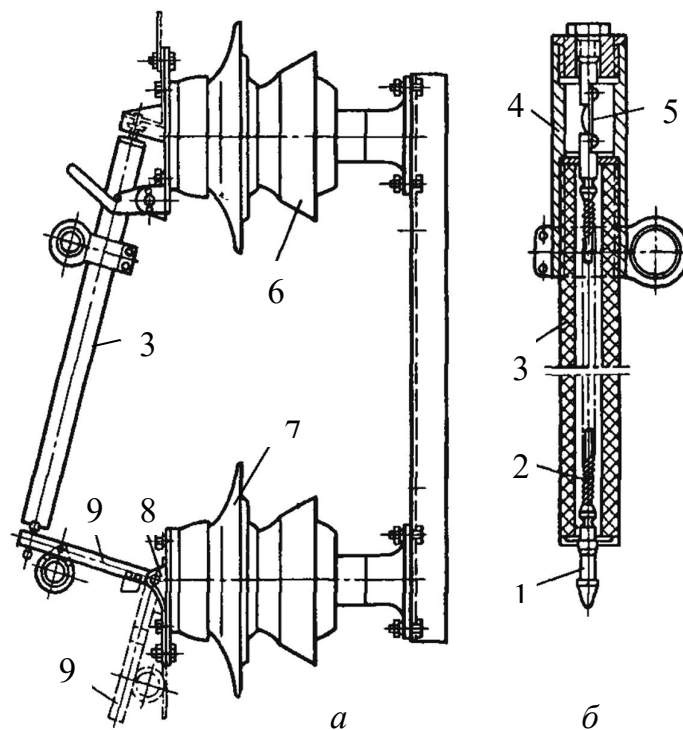
Запобіжники ПКТ мають менші габарити в порівнянні із ПКТ і не мають показчика спрацювання.

ПКНУ – запобіжник аналогічний ПКТ, але підсилений і розрахований на відключення к.з. необмеженої потужності.

Технічні характеристики запобіжників наведено в додатку Е.

Запобіжники типу ПКТ (ПС) (рисунок 9.13), вихлопні (стріляючі), виготовляють на напругу 10...110 кВ. Вони призначені для встановлення у відкритих розподільчих пристроях.

В електричних мережах також застосовуються запобіжники ПКТ-35 (ПС-35) на напругу 35 кВ для захисту силових трансформаторів напругою 35/10 кВ.



а – запобіжник у зібраному вигляді; *б* – патрон запобіжника
Рисунок 9.13 – Плавкий запобіжник типу ПВТ (ПС)

Патрон запобіжника має металевий патрубок 4, в металевий патрубок встановлена трубка 3 із газогенеруючого матеріалу (вініпласт). Плавка вставка 5 виготовляється із посрібленого мідного дроту із олов'яною кулькою. Паралельно до основної вставки розміщена стальна вставка. Одним кінцем стальна вставка закріплена до металевого патрубку, а іншим – до гнучкого зв'язку 2. При перегорянні плавкої вставки (мідної і сталльної) поводок витягується із трубки підпружиненим важелем 9 за наконечник 1. В трубці створюється високий тиск газів, які, в свою чергу, створюють після виходу гнучкого зв'язку із каналу потужне поздовжнє дуття, яке деформує і гасить дугу.

В модернізованих запобіжниках ПВТ-35 МУ в металевий патрубок вмонтований мідний клапан, що закриває поперечний отвір для дуття. При гасінні великих струмів к.з. тиск газу достатній для спрацювання клапану і створення поперечного дуття. При гасінні дуги із незначними струмами клапан не спрацьовує і гасіння дуги відбувається за рахунок високого тиску в патроні.

Запобіжник ПВТ не забезпечує ефект обмеження струму к.з., так як дуга гасне при першому переході струму через 0.

На сьогодні на базі запобіжників ПВТ розроблені і застосовуються на підстанціях керовані запобіжники на напругу 35 та 110 кВ, наприклад запобіжник УПС-35.

Гнучкий зв'язок 2 запобіжника УПС-35 з'єднаний із плавкою вставкою 5 не жорстко а через контактну систему, яка забезпечує механічне розривання кола плавкої вставки під впливом привода при спрацюванні релейного захисту. При значних струмах к.з. плавка вставка запобіжника перегорить раніше ніж спрацює релейний захист. Існують також варіанти керованих запобіжників без плавкої вставки.

9.6 Автоматичні вимикачі

Автоматичний повітряний вимикач (автомат) – це захисний та комутаційний апарат, який застосовується в електричних мережах напругою до 1000 В для захисту їх від струмів к.з., струмів перевантаження, зниження напруги в мережі а також для нечастого вимикання і вмикання електричних мереж (не більш як 2-3 рази на годину). Гасіння дуги в автоматичних вимикачах відбувається в повітрі, тому їх називають повітряними [11, 12].

Основними елементами автоматів є контакти із дугогасильною системою (камерою), привод із механізмом вільного розчеплення, розчіплювачі та допоміжні контакти. Всі вузли автоматів розміщуються у корпусі із ізоляційного матеріалу.

Переваги автоматів:

- застосування трифазних автоматів замість плавких запобіжників виключає можливість виникнення неповнофазних режимів роботи мережі;
- автомати не потребують заміни елементів після відключення струму к.з. або перевантаження;
- забезпечують надійний захист мереж при перевантаженні.

Автоматичні вимикачі характеризуються: номінальною напругою $U_{н.авт}$ та номінальним струмом автомата $I_{н.авт}$, номінальним струмом розчіплювачів $I_{н.р.}$, граничним струмом відключення $I_{гр\ відкл.}$, допустимою кількістю комутацій на годину.

На рисунку 9.14 наведено схему автоматичного повітряного вимикача (положення «відключено») із основними елементами.

При вмиканні вимикача вручну (рисунки 9.14) повертають важіль 5 за часовою стрілкою. При цьому зусилля через важелі 7 та 8 механізму вільного розчеплення передається контактному важелю 15, який переміщується і зводить пружину відключення 9 та замикає контакти 13, через які протікає струм I .

При автоматичному або дистанційному відключенні вимикача під дією будь-якого із розчіплювачів (1 – максимальний електромангітний, 2 – мінімальної напруги, 3 – незалежний, 16 – тепловий) через тягу 4 «зламуються» важелі 7 та 8, під дією пружини 9 повертається контактний важіль 15 і контакти 13 (рухомі) та 10 (не рухомі) розмикаються. Дуга гаситься в металевих ґратках 10.

Також в автоматі може встановлюватися електромагнітний привод 6.

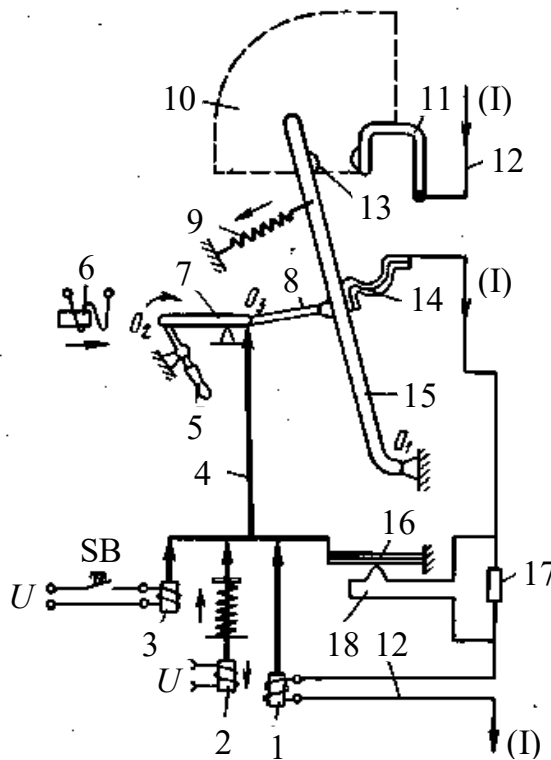


Рисунок 9.14 – Схема та основні елементи автоматичного вимикача

Розчіплювачами називають електромагнітні або термобіметалеві механізми, які контролюють заданий параметр мережі і спрацьовують коли він досягає певного, встановленого раніше, значення.

В автоматичних вимикачах використовуються електромагнітні, теплові, незалежні, мінімальної напруги, напівпровідникові та інші типи розчіплювачів.

Електромагнітний розчіплювач – це електромагніт, який при зростанні струму в обмотці (катушці) до недопустимих величин (перевантаження або к.з.) миттєво притягує або виштовхує (в залежності від конструкції) феромагнітний якор, внаслідок чого звільнюється заскокка і відбувається спрацьовування вимикача.

В автоматичних вимикачах широко використовуються **максимальні струмові розчіплювачі 1** (рисунок 9.14), які забезпечують швидке (до 0,02 с) відключення автомата внаслідок протікання струму к.з. в колі що захищається. Електромагнітний розчіплювач може бути забезпечений механізмом витримки часу.

Незалежний електромагнітний розчіплювач 3 призначений для дистанційного відключення автомата.

Електромагнітний розчіплювач мінімальної напруги 2 (нульовий розчіплювач) контролює зникнення напруги в мережі або її зниження нижче встановленого рівня. Його можна використовувати також в якості незалежного розчіплювача.

Тепловий розчіплювач (термобіметалевий) – елемент аналогічний тепловому реле. Він складається із нагрівального елементу 18, біметалевої пластини 16 та додаткового шунтуючого резистора 17 (рисунок 9.14). Тепловий розчіплювач призначений для розмикання мережі при перевантаженні.

Теплові розчіплювачі мають значну теплову інерцію і тому не можуть забезпечити необхідної швидкості спрацювання при к.з. Найбільш часто теплові розчіплювачі використовуються в комплекті із електромагнітними (**комбінований розчіплювач**).

Для покращення захисту від однофазних коротких замикань (підвищення чутливості захисту), в сільських електричних мережах застосовують автоматичні вимикачі із електромагнітним **розчіплювачем в нульовому проводі**. Струм спрацювання такого розчіплювача зазвичай менший ніж розчіплювачів у фазних проводах.

В автоматах, що розраховані на незначні струми встановлюють одну пару контактів на фазу. При відключенні значних струмів к.з. в автоматах застосовують дві пари контактів на фазу – головні та дугогасні.

Для покращення умов гасіння дуги використовують дугогасильні камери із стальними (мідними) пластинами, поздовжньо-щілинні та лабіринтно-щілинні камери із електромагнітами для магнітного дуття.

Найбільш поширеними є автоматичні вимикачі наступних серій: АЕ-1000, АЕ-2000; АП-50Б (замість знятого АП-50); А-3700 (рисунок 9.15) – на струм до 630 А, АК-50, АК-63, ВА51, ВА52, ВА57, ВА61, ВА88, ВА99, АВ53 та ін.

Конструктивні особливості автоматичних вимикачів розглянемо на прикладі вимикача серії А3700 (рисунок 9.15).

Контактна система автомата включає головні контакти 8, які зв'язані із механізмом вільного розчеплення та контакти 7, які забезпечують обмеження струму к.з.

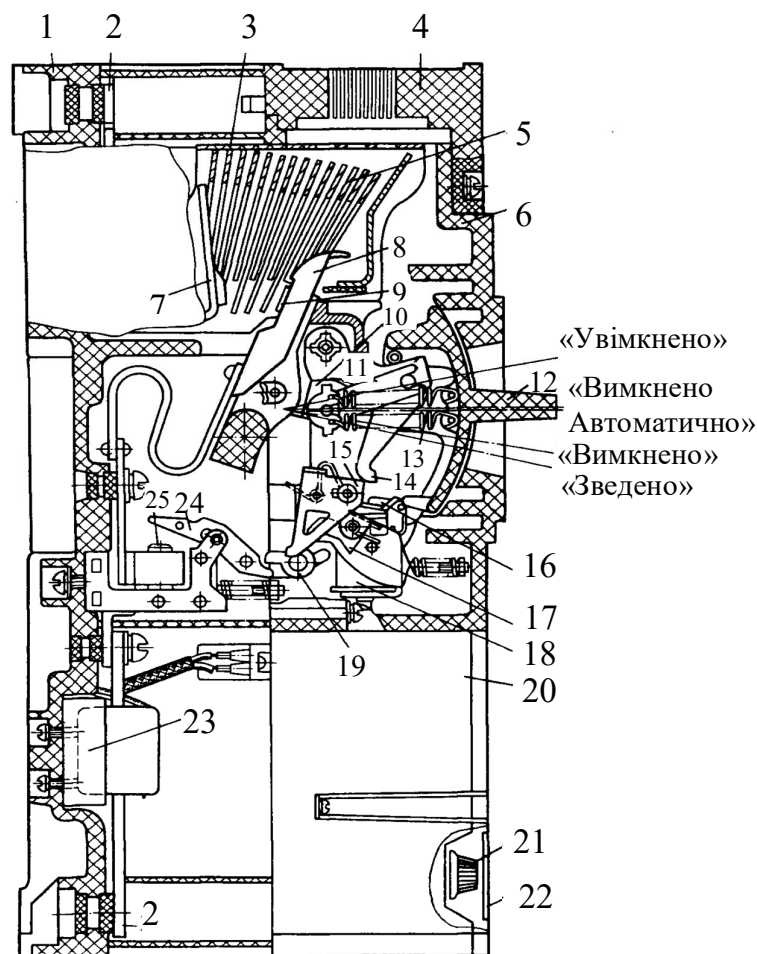
Контакти 7 при струмі к.з. в декілька кА під впливом електродинамічних зусиль розмикаються за час 10...15 мкс, тобто розмикаються до спрацювання електромагнітного розчіплювача максимального струму.

Термічна стійкість контактів забезпечується металокерамічними пластинами 9.

Рукоять автомата 12 має чотири положення: «включено», «відключено автоматично», «відключено вручну», «зведено».

Автомат А3700 має напівпровідниковий розчіплювач 20, який забезпечує відключення автомата при к.з. із залежною витримкою часу. Джерелом інформації про струм в мережі є трансформатор струму 23.

Напівпровідниковий розчіплювач спрацьовує (подає команду на незалежний розчіплювач) тоді коли струм к.з. недостатній для спрацювання електромагнітного розчіплювача, але перевищує уставку спрацювання напівпровідникового розчіплювача.



1 – корпус; 2 – затискач; 3, 5 – дугогасні пластини; 4 – гасник полум'я; 6 – кришка; 7, 8 – контакти; 9 – металокерамічна пластина; 10, 11, 14, 15 – важелі; 12 – рукоятка; 13 – пружина; 16 – якір; 17 – бойок; 18, 20 – розчіплювачі; 21 – ручка; 22 – прозора кришка; 23 – трансформатор струму; 24 – якір; 25 – осердя

Рисунок 9.15 – Автоматичний вимикач серії А3700

Автомати серії АП-50Б (АП-50) (П – пускові) на струм до 63 (50) А широко застосовуються для запуску та захисту асинхронних двигунів. Вони призначені для захисту мереж і електродвигунів від к.з. та перевантажень. Допускають 6...30 циклів «включення-відключення» на добу. Автомати АП мають кнопкове керування.

Автомати ВА51, ВА52 виготовляють на струм 16...630 А. Вони застосовуються для захисту мереж від струмів к.з. та перевантаження, від недопустимого зниження напруги а також для не частих (до 6 на добу) оперативних комутацій мережі.

При виробництві автоматичних вимикачів серій ВА8 та ВА99 використовують сучасні електротехнічні матеріали, які підвищують зносостійкість та надійність апаратів. Підсилюється їх контактна система,

змінюється форма контактів та підвищується надійність механізму керування. Технічні характеристики автоматичних вимикачів наведено в додатку Г (таблиця Г.15).

Запитання для самоконтролю

1. Як класифікуються електричні контакти за призначенням?
2. Як класифікуються електричні контакти за принципом притискання?
3. Що таке перехідний опір контакту і від чого він залежить?
4. Призначення робочих і дугогасильних контактів.
5. Які умови гасіння електричної дуги?
6. Які пристрої використовують для гасіння електричної дуги?
7. Як відбувається гасіння дуги у маслі?
8. Як відбувається гасіння дуги у вакуумі?
9. Які переваги гасіння дуги у вакуумі?
10. Призначення і класифікація ізоляторів.
11. Будова і принцип роботи плавкого запобіжника.
12. Які переваги та недоліки плавких запобіжників у порівнянні із автоматами?
13. Якими способами прискорюють швидкість перегорання плавкої вставки?
14. Як забезпечується в запобіжниках обмеження струму к.з.?
15. Будова і принцип роботи автоматичного повітряного вимикача?
16. Які типи розчіплювачів застосовують в автоматичних вимикачах?
17. Яке призначення незалежного електромагнітного розчіплювача?

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Тема 2. Електричні навантаження споживачів

Таблиця А.1 – Коефіцієнт одночасності в мережах 0,38 кВ [11, 16]

Кількість споживачів	Коефіцієнт одночасності для			
	житлових будинків з навантаженням на ввіді		Житлових будинків з електроплитами та нагрівачами	Виробничих споживачів
	до 2 кВт/буд.	більше 2 кВт/буд.		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 і більше	0,22	0,18	0,12	0,30

Таблиця А.2 – Коефіцієнти одночасності для підсумовування навантажень у мережах 6-35 кВ, які живлять ТП 6-35/0,4 кВ [11]

Кількість ТП	1	2	3	5	10	20	25 і більше
Коефіцієнт одночасності k_0	1,0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблиця А.3 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 0,38кВ (кВт) [11-13, 16]

P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$
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	+160
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	+106	290	+222
10	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Примітки: P_m – значення меншого навантаження на ділянці мережі

Таблиця А.4 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 6...35 кВ (кВт) [11-13, 16]

P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$
3	+2,5	90	+67,0	280	+220	580	+465
6	+3,7	100	+74,5	300	+235	600	+483
8	+5,0	110	+82	320	+251	650	+525
10	+6,3	120	+90	340	+267	700	+570
15	+9,7	130	+98	360	+283	750	+610
20	+13,0	140	+106	380	+299	800	+650
25	+16,5	150	+115	400	+315	850	+695
30	+20,4	160	+123	420	+332	900	+740
35	+24,4	170	+131	440	+348	950	+785
40	+28,4	180	+139	460	+365	1000	+830
45	+32,4	190	+147	480	+382	1100	+918
50	+36,5	200	+155	500	+400	1200	+1005
60	+48,0	220	+170	520	+416	1300	+1093
70	+52,0	240	+186	540	+432	1400	+1182
80	+59,5	260	+204	560	+448	1500	+1270

Таблиця А.5 – Залежність річної кількості годин використання максимуму $T_{\max}$ та кількості годин втрат τ від розрахункового навантаження

Розрахункове навантаження, кВт	Комунально-побутове		Виробниче		Змішане	
	$T_{\max}$	τ	$T_{\max}$	τ	$T_{\max}$	τ
до 10	900	300	1100	400	1300	600
10 ... 20	1200	500	1500	700	1700	850
20 ... 50	1600	700	2000	1000	2200	1200
50...100	2000	1000	2500	1350	2800	1600
100...250	2350	1250	2700	1500	3200	1850
більше 250	2600	1350	2800	1600	3400	2000

Таблиця А.6 – Коефіцієнти сезонності сільськогосподарських споживачів

Споживачі	Коефіцієнти сезонності для			
	зими	весни	літа	осені
Звичайні	1,0	0,8	0,7	0,9
Зрошення	0,0...0,1	0,3...0,5	1,0	0,2...0,5
Парники та теплиці з електрообігрівом	0,3	1,0	0	0
Осінньо-літні споживачі	0,2	0	1,0	1,0

Таблиця А.7 – Коефіцієнти потужності сільськогосподарських споживачів і трансформаторних підстанцій напругою 10/0,38 кВ [16]

Споживачі трансформаторної підстанції	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ та коефіцієнт реактивної потужності $\tan \varphi$ у максимум навантаження			
	денний		вечірній	
	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
Тваринницькі та птахівницькі приміщення	0,75	0,88	0,85	0,62
Те ж саме з електрообігрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Опалення та вентиляція тваринницьких приміщень	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочисні токи та зерносклади	0,70	1,02	0,75	0,88
Установка зрошення та дренажу ґрунту	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники та теплиці з електронагрівом	0,92	0,43	0,96	0,29
Майстерні, тракторні стани, гаражі	0,70	1,02	0,75	0,88
Млини маслоробки	0,80	0,75	0,85	0,62
Цехи для переробки сільськогосподарської продукції	0,75	0,88	0,80	0,75
Громадські заклади та комунальні підприємства	0,85	0,62	0,90	0,48
Житлові будинки без електроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Житлові будинки з електроплитами та водонагрівачами	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторні підстанції напругою 10/0,38 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

Таблиця А.8 – Питомі навантаження вуличного та зовнішнього освітлення

Характеристика об'єкту	Значення питомого навантаження P_{0i}
1. Центральні вулиці з багатоповерховою забудовою шириною більше 20 м, Вт на 1 м довжини вулиці	5,0
2. Центральні вулиці з одноповерховою забудовою шириною більше 20 м, Вт на 1 м довжини вулиці	4,0
3. Інші вулиці в сільському населеному пункті, Вт на 1 м довжини вулиці	2,0
4. Зовнішнє освітлення територій госпподвір'їв, Вт на 1 м довжини периметра двору	3,0
5. Зовнішнє освітлення приміщень госпподвір'їв, Вт на одне приміщення	250
6. Зовнішнє освітлення території громадських і торговельних центрів, Вт на 1 м ² площі території	0,5

Таблиця А.9 – Характеристики графіків навантаження підстанцій 110...35/10 кВ та 6...10/0,4 кВ сільськогосподарського призначення [16]

Шифр виду навантаження	Назва виду навантаження
	Підстанція 110-35/10 кВ
2.1	З переважаючим (більше 50%) навантаженням сільськогосподарських споживачів
2.2	З переважаючим (більше 50%) навантаженням тваринницьких комплексів та птахофабрик
2.3	З переважаючим (більше 50%) навантаженням промислових споживачів
2.4	З переважаючим (більше 50%) навантаженням парників та теплиць з електрообігрівом
2.5	З переважаючим (більше 50%) навантаженням зрошення
2.6	З переважаючим (більше 50%) навантаженням сільськогосподарських споживачів з використанням електроенергії для теплових потреб в години нічного провалу навантаження
	Підстанція 10/0,4 кВ
3.1	Виробничі споживачі
3.2	Комунально-побутові споживачі
3.3	Сільські житлові будинки, групи сільських житлових будинків (як правило одноповерхові споруди)
3.7	Зі змішаним навантаженням з перевагою (більше 60%) виробничих споживачів

Таблиця А.10 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів підстанцій 10/0,4 кВ [11, 16]

Вид навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Виробниче	до 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-630
Комунально-побутове	до 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
Змішане	до 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	556-755

Таблиця А.11 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів підстанцій 35/10 кВ [16]

Шифр навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА					
	1000	1600	2500	4000	6300	10000
2.1	До 1100	1101-2300	2301-2960	2961-4180	4181-7840	7841-12690
2.2	До 1060	1061-2180	2181-2790	2791-3970	3971-7430	7431-12020
2.3	До 1020	1021-2110	2111-2710	2711-3840	3841-7200	7201-11650
2.4	До 1190	1191-2470	2471-3180	3181-4480	4481-8410	8411-13630
2.5	До 970	971-2030	2031-2610	2611-3750	3751-7090	7091-11550
2.6	До 1070	1071-2210	2211-2830	2831-4020	4021-7520	7521-12180

Таблиця А.12 – Коефіцієнт допустимих систематичних навантажень та аварійних перевантажень трансформаторів [16]

Шифр навантаження	Номінальна потужність трансформатора, кВА	Розрахунковий сезон та розрахункова температура розрахункового сезону	Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора $k_{с.т}$	Температурний градієнт $a \cdot 10^{-2}$	Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора $k_{ав}$	Температурний градієнт $a \cdot 10^{-2}$
Підстанція 110-35/10 кВ						
2.1	до 2500	зимовий	1,57	0,89	1,68	0,73
	4000 і вище	-10	1,50		1,64	
2.2	до 2500	зимовий	1,41	0,83	1,56	0,63
	4000 і вище	-10	1,32		1,53	
2.3	до 2500	зимовий	1,53	0,85	1,60	0,65
	4000 і вище	-10	1,47		1,55	
2.4	до 2500	весняний	1,50	1,22	1,57	0,94
	4000 і вище	+5	1,45		1,53	
2.5	до 2500	літній	1,33	1,18	1,42	0,98
	4000 і вище	+20	1,25		1,37	
2.6	до 2500	зимовий	1,55	0,63	1,65	0,67
	4000 і вище	-10	1,47		1,57	
Підстанції 10/0,4 кВ						
3.1	до 63	зимовий	1,65	0,92	1,75	0,77
	100 і вище	-10	1,59		1,73	
3.2	до 63	зимовий	1,68	0,90	1,80	0,78
	100 і вище	-10	1,65		1,78	
3.3	до 63	зимовий	1,70	0,98	1,84	0,81
	100 і вище	-10	1,68		1,83	
3.7	до 63	зимовий	1,58	1,00	1,73	0,73
	100 і вище	-10	1,77		1,65	

ДОДАТОК Б

Тема 3. Будова зовнішніх електричних мереж

Таблиця Б.1 – Розрахункові дані алюмінієвих неізольованих проводів марок А, АН, АЖ [11, 13]

Номінальний переріз, мм ²	Діаметр проводу, мм	Число дротів, шт.	Номінальний діаметр дротів, мм	Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
А						
16	5,1	7	1,70	1,800	2,87	43
25	6,4	7	2,13	1,140	4,29	68
35	7,2	7	2,50	0,830	5,86	94
50	9,0	7	3,00	0,585	8,46	135
70	10,7	7	3,55	0,418	11,5	189
95	12,3	19	4,10	0,315	14,9	252
120	14,0	19	2,80	0,251	20,0	321
150	15,8	19	3,15	0,197	24,6	406
185	17,5	19	3,50	0,161	30,4	502
240	20,0	19	4,00	0,123	38,6	655
300	22,1	37	3,15	0,102	47,9	794
400	25,6	37	3,66	0,075	63,9	1072
АН						
16	5,1	7	1,70	1,980	3,55	43
25	6,4	7	2,13	1,280	5,11	68
35	7,2	7	2,50	0,902	7,03	94
50	9,0	7	3,00	0,624	10,14	135
120	14,0	19	2,80	0,266	23,97	321
150	15,8	19	3,15	0,211	30,33	406
185	17,5	19	3,50	0,171	37,45	502
АЖ						
35	7,2	7	2,50	0,978	9,6	94
50	9,0	7	3,00	0,676	13,83	135
120	14,0	19	2,80	0,288	32,69	321
150	15,8	19	3,15	0,229	41,36	406
185	17,5	19	3,50	0,185	51,06	502

Таблиця Б.2 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих неізолюваних проводів АС та АСК [11, 13]

Номинальний переріз (алюміній/ сталь), мм ²	Переріз, мм ²		Діаметр, мм		Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
	алюмінію	сталі	проводу	сталого осердя			
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,773	12,7	149
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,592	16,32	194
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,420	22,98	274
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,420	93,25	755
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,299	31,85	384
95/141	91	141,0	19,8	15,4	0,316	174,9	1357
120/19*	118	18,8	15,2	5,6	0,245	40,64	471
150/19	148	18,8	16,8	5,5	0,195	45,00	554
150/24*	149	24,2	17,1	6,3	0,194	51,08	599
185/29*	181	29,0	18,8	6,9	0,159	60,81	728
185/43	185	43,1	19,6	8,4	0,156	76,52	846
240/32	244	31,7	21,6	7,2	0,118	74,09	921
240/39*	236	38,6	21,6	8,0	0,122	80,13	952
240/56	241	56,3	22,4	9,6	0,120	97,78	1106
300/39	301	38,6	24,0	8,0	0,096	89,35	1132
300/48*	295	47,8	24,1	8,9	0,098	99,69	1186
300/66	288	65,8	24,5	10,5	0,100	121,9	1313
400/22	394	22,0	26,6	6,0	0,073	89,10	1261

* Провід АСК виготовляється для вказаних перерізів

Таблиця Б.3 – Наближені значення індуктивних опорів повітряних ліній з проводами з міді, алюмінію і сталі, Ом/км [11, 13]

D_{cp} , мм	Переріз проводів в мм ²						
	25	35	50	70	95	120	150
400	0,320	0,308	0,300	0,280	0,270	–	–
600	0,345	0,336	0,325	0,300	0,300	0,292	0,287
1000	0,380	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,305
1250	0,391	0,38	0,369	0,355	0,346	0,338	0,319
1500	0,402	0,391	0,380	0,366	0,257	0,349	0,333
2000	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,344
2500	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,363
3500	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,377

ДОДАТОК В

Тема 4. Розрахунок електричних мереж за економічними показниками

Таблиця В.1 – Основні технічні характеристики трифазних двообмоткових трансформаторів [11, 16]

Тип	Номінальна потужність, кВА	Напруга обмоток, кВ		Схема та група з'єднання	Втрати, кВт		Напруга короткого замикання, u_k , % U_n	Струм неробочого ходу, i_h , % I_n	Тип перемикачів відгалужень обмоток
		ВН	НН		Неробочого ходу	Короткого замикання			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТМ	25	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,13	0,6	4,5	3,2	ПБЗ
ТМ	25	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,13	0,69	4,7	3,2	ПБЗ
ТМ	40	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,18	0,88	4,5	3,0	ПБЗ
ТМ	40	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,18	1,0	4,7	3,0	ПБЗ
ТМ	63	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,25	1,28	4,5	2,8	ПБЗ
ТМ	63	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,25	1,47	4,7	2,8	ПБЗ
ТМ	100	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,34	1,97	4,5	2,6	ПБЗ
ТМ	100	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,34	2,27	4,7	2,6	ПБЗ
ТМ	100	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,44	1,97	6,5	2,6	ПБЗ
ТМ	100	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,44	2,27	6,8	2,6	ПБЗ
ТМ	160	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБЗ
ТМФ	160	10	0,4	Y/Y _H - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБЗ
ТСЗ	160	10	0,4	Y/Y _H - 0	0,7	2,7	5,5	4,0	ПБЗ
ТМ	160	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,66	2,65	6,5	2,4	ПБЗ
ТМ	160	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,66	3,10	6,8	2,4	ПБЗ
ТМ	250	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,78	3,7	4,5	2,3	ПБЗ
ТМФ	250	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,78	4,2	4,7	2,3	ПБЗ
ТСЗ	250	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	3,8	5,5	3,5	ПБЗ
ТМ	250	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,95	3,7	6,5	2,3	ПБЗ
ТМ	250	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,95	4,2	6,8	2,3	ПБЗ
ТМ	400	6	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТМФ	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТМН	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБЗ
ТСЗ	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,3	5,4	5,5	3,0	ПБЗ
ТМ	400	35	0,4	Y/Y _H - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	ПБЗ
ТМН	400	35	0,4	Y/Y _H - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	ПБЗ
ТМ	630	6	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБЗ
ТМФ	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБЗ
ТМН	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	РПН
ТСЗ	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	2,0	7,3	5,5	1,5	ПБЗ

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТСЗ	1000	10	0,4	Y/Y _н - 0	3,0	11,2	5,5	1,5	ПБЗ
ТМ	630	35	0,4	Y/Y _н - 0	1,75	7,6	6,5	2,0	ПБЗ
ТМН	630	35	11	Y/Д - 11	1,75	7,6	6,5	2,0	РПН
ТМН	1000	35	11	Y/Д - 11	2,55	11,6	6,5	1,5	РПН
ТМН	1600	35	11	Y/Д - 11	3,4	16,5	6,5	1,4	РПН
ТМН	2500	35	11	Y/Д - 11	4,7	25,0	6,5	1,1	РПН
ТМ	4000	35	11	Y/Д - 11	6,2	33,5	7,5	1,0	ПБЗ
ТМН	4000	35	11	Y/Д - 11	6,2	33,5	7,5	1,0	РПН
ТМ	6300	35	11	Y/Д - 11	8,7	46,5	7,5	0,9	ПБЗ
ТМН	6300	35	11	Y/Д - 11	8,7	46,5	7,5	0,9	РПН
ТД	10000	35	10,5	Y/Д - 11	13,0	65,0	7,5	0,8	ПБЗ
ТДНС	10000	37	10,5	Y/Д - 11	12,0	60,0	8,0	0,75	РПН

Таблиця В.2 – Економічна густина струму для проводів із різних металів [11, 13]

Провідники	Економічна густина струму (А/ мм ²) при тривалості максимального навантаження, год		
	Більше 1000 до 3000	Більше 3000 до 5000	Більше 5000
1. Неізолювані проводи і шини: – мідні – алюмінієві	2,5 1,3	2,1 1,1	1,3 1,0
2. Кабелі з паперовою і проводи з гумовою і полівінілхлоридною ізоляцією із жилами: – мідними – алюмінієвими	3,0 1,6	2,5 1,4	2,0 1,2
3. Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією з жилами: – мідними – алюмінієвими	3,5 1,9	3,1 1,7	2,7 1,6

Таблиця В.3 – Залежність $\tau = f(T_{\max})$ при різних $\cos \varphi$ [11, 13]

	Час втрат τ для часу використання максимуму навантаження $T_{\max}$, год								
$\cos \varphi$	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
1,0	200	900	1400	2200	3000	4300	5500	7200	8760
0,8	900	1800	2200	2900	3500	4600	5700	7200	8760
0,6	1900	2200	2900	3500	4200	5000	6000	7200	8760

Таблиця В.4 – Нормативна товщина стінки ожеледі для висоти десяти метрів над поверхнею землі [15]

Район за ожеледдю	Товщина стінки ожеледі, мм	Вага ожеледі, Н/м
1 район	12	8
2 район	16	12
3 район	19	15
4 район	22	20
5 район	28	30
6 район	34	40

Таблиця В.5 – Інтервали економічних навантажень для основних і додаткових проводів при довжині ПЛ-10 кВ до 25 км [11, 16]

Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід
ожеледь 5 мм				ожеледь 10 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори	
до 485	АС 25	до 440	АС 25	до 250	АС 25	до 270	АС 35
385-485	А 35	440-750	А 50	250-640	АС 35	270-825	АС 50
485-800	А 50	750-1225	А 70	640-750	А 50	825-980	А 70
800-1075	А 70	понад 1225	А 95	750-1185	А 70	понад 980	А 95
понад 1075	А 95			понад 1185	А 95		
ожеледь 15 мм				ожеледь 20 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Дерев'яні опори	
до 620	АС 35	до 380	АС 35	до 325	АС 35	до 600	АС 35
620-1350	А 70	380-740	А 50	325-805	А 50	600-785	А 50
понад 1350	А 95	740-1000	А 70	805-1420	А 70	785-1175	А 70
		понад 1000	А 95	понад 1420	А 95	понад 1175	А 95

Таблиця В.6 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 0,38 кВ (для усіх матеріалів опор) [11, 16]

Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²
b = 5 мм		b = 10 мм		b = 15 мм		b = 20 мм	
до 3,1	2×16	до 3,1	2×16	до 6,6	2×25	до 4,4	2×25
3,1-5,6	3×16	3,1-5,8	3×16	6,6-11,8	3×25	4,4-13	3×25
5,6-8	4×16	5,8-13,5	4×16	11,8-25,1	4×25	13-17,7	4×25
8-20,5	4×25	13,5-24,5	4×25	25,1-28,4	4×35	17,7-26,4	4×35
20,5-26,4	4×35	понад 25,4	4×50	понад 28,4	4×50	понад 26,4	4×50
понад 26,4	4×50						

Таблиця В.7 – Питомі втрати напруги (β) в ПЛ - 0,38кВ, % / (кВА·км) [11, 16]

Характер виконання лінії		1 фаза + 0; 220 В			2 фази + 0; 220 В			
cos φ		1,0	0,95	0,9	0,95	0,9		
Марка та переріз проводу	A 16	4,00	8,20	7,80	3,10	3,00		
	A 25	2,70	5,50	5,35	2,05	1,95		
	A 35	1,90	4,00	3,90	1,52	1,48		
Характер виконання лінії		3 фази + 0; 380/220 В						
cos φ		0,98	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70
Марка та переріз проводу	A 16	1,390	1,375	1,325	1,300	1,240	1,190	1,150
	A 25	0,924	0,915	0,905	0,880	0,850	0,820	0,810
	A 35	0,675	0,670	0,665	0,670	0,595	0,595	0,620
	A 50	0,480	0,495	0,490	0,490	0,490	0,480	0,475
	A 70	0,360	0,375	0,380	0,385	0,390	0,375	0,380
	A 95	0,277	0,280	0,300	0,320	0,315	0,315	0,320
	A 120	0,224	0,240	0,250	0,270	0,265	0,275	0,280

Таблиця В.8 – Питомі втрати напруги в ПЛ - 10 кВ, % / (кВА км) [21]

Марка проводу		А		АС	
cos φ		0,9	0,8	0,9	0,8
Переріз проводу	16	0,00192	0,00176	0,00200	0,00184
	25	0,00130	0,00124	0,00170	0,00130
	35	0,00098	0,00095	0,00100	0,00096
	50	0,00074	0,00074	0,00074	0,00074
	70	0,00056	0,00060	0,00056	0,00060
	95	0,00045	0,00050	0,00046	0,00051

ДОДАТОК Г

Тема 5. Розрахунок електричних мереж за допустимим нагріванням

Таблиця Г.1 – Допустимий тривалий струм для проводів та шнурів із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з мідними жилами [15]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для проводів, що прокладені					
	відкрито	в одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
0,5	11	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	—	—	—
185	510	—	—	—	—	—
240	605	—	—	—	—	—
300	695	—	—	—	—	—
400	830	—	—	—	—	—

Таблиця Г.2 – Допустимий тривалий струм для проводів та шнурів із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами [11, 15]

Переріз струмопро- відної жили, мм ²	Струм, А, для проводів, що прокладені					
	відкрито	в одній трубі				
		двох одножилъ- них	трьох одножилъ- них	чотирьох одножилъ- них	одного двожилъно- го	одного трижилъно- го
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	—	—	—
185	390	—	—	—	—	—
240	465	—	—	—	—	—
300	535	—	—	—	—	—
400	645	—	—	—	—	—

Таблиця Г.3 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією в свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках, броньованих та неброньованих [15]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	при прокладанні				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1	2	3	4	5	6
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38

Продовження таблиці Г.3

1	2	3	4	5	6
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	—	—	—	—

Таблиця Г.4 – Допустимий тривалий струм для кабелів із мідними жилами з паперовою просоченою маслоканіфоловою масою ізоляцією в свинцевій оболонці, що прокладаються в землі [15]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	80	70	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	450
240	880	—	570	510	460	—
300	1000	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—
500	1400	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—

Таблиця Г.5 – Допустимий тривалий струм для кабелів із мідними жилами з паперовою просоченою маслоканіфоловою масою ізоляцією в свинцевій оболонці, що прокладаються у повітрі [15]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	55	45	—	—	—
10	95	75	60	55	—	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	-
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—

Таблиця Г.6 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслоканіфоловою масою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються в землі [15]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
1	2	3	4	5	6	7
6	—	60	55	—	—	—
10	110	80	75	60	—	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135

Продовження таблиці Г.6

1	2	3	4	5	6	7
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—	—	—
500	1080	—	—	—	—	—
625	1170	—	—	—	—	—
800	1310	—	—	—	—	—

Таблиця Г.7 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з паперовою просоченою маслоканіфолевою масою ізоляцією в свинцевій або алюмінієвій оболонці, що прокладаються у повітрі [15]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів					
	одножиль- них до 1 кВ	двожиль- них до 1 кВ	трижильних напругою, кВ			Чотири- жильних до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	42	35	—	—	—
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1080	—	—	—	—	—

Таблиця Г.8 – Нормована температура навколишнього середовища для провідників і апаратів [15]

Провідники і апарати	Середовище	$t_{он}, ^\circ\text{C}$
Проводи, шини, кабелі	Повітря	25
	Земля	15
	Вода	15
Апарати	Повітря	35

Таблиця Г.9 – Поправочні коефіцієнти на допустимі струми для кабелів, ізолюваних та неізолюваних проводів та шин в залежності від температури землі та повітря [15]

Умовна температура середовища, $^\circ\text{C}$	Нормована температура жил, $^\circ\text{C}$	Поправочні коефіцієнти на струми при розрахунковій Температурі середовища, $^\circ\text{C}$											
		до -5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,0	0,95	0,9	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1,0	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,0	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,0	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,0	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,0	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,0	0,93	0,87	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	40	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,0	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблиця Г.10 – Поправочні коефіцієнти на кількість працюючих кабелів, що лежать в землі (в трубах або без) [15]

Відстань між кабелями, мм	Поправочний коефіцієнт при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,9	0,87	0,86	0,05

Таблиця Г.11 – Допустимий тривалий струм для неізолюваних проводів по ГОСТ 839-80 [15]

Номинальний переріз, мм ²	Переріз (алюміній/сталь), мм ²	Струм, А, для проводів марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А і АКП	М	А і АКП
		поза приміщеннями	всередині приміщень	поза приміщеннями		всередині приміщень	
10	10/1,8	84	53	95	—	60	—
16	16/2,7	111	79	133	105	120	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	5/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
120	120/27	375	—				
150	150/19	450	365	570	440	465	355
150	150/24	450	365				
150	150/34	450	—				
185	185/24	520	430	650	500	540	410
185	185/29	510	425				
185	185/43	515	—				
240	240/32	605	505	760	590	685	490
240	240/39	610	505				
240	240/56	610	—				
300	300/39	710	600	880	680	740	570
300	300/48	690	585				
300	300/66	680	—				
330	330/27	730	—	—	—	—	—
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
400	400/51	825	705				
400	400/64	860	—				
500	500/27	960	830	—	980	—	820
500	500/64	945	815				
600	600/72	1050	920	—	1100	—	955
700	700/86	1180	1040	—	—	—	—

Таблиця Г.12 – Тривало допустимі струми навантаження СІП із алюмінієвими жилами [15]

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, за інтенсивності сонячної радіації, Вт/м ²					
	0		600		1125	
	При температурі навколишнього повітря, °С					
	25	40	25	40	25	40
10	90	80	80	65	65	50
16	110	95	95	80	75	55
25	150	130	125	105	100	70
35	180	155	150	120	120	80
50	235	205	195	160	150	100
70	290	255	240	190	180	115
95	350	305	280	225	210	125
120	410	360	330	265	240	140

Таблиця Г.13 - Активні і індуктивні опори проводів і кабелів з алюмінієвими і мідними жилами (напругою до 500 В) при номінальному навантаженні [15]

Переріз, мм ²	Опір, Ом/км			
	активний r		індуктивний x	
	Алюміній	Мідь	Проводи прокладені відкрито	Проводи в трубах або кабелі
1,5	22,2	13,35	—	0,11
2,5	13,3	8,0	—	0,09
4	8,35	5,0	0,33	0,1
6	5,55	3,33	0,32	0,09
10	3,33	2,0	0,31	0,07
16	2,08	1,25	0,29	0,07
25	1,33	0,8	0,27	0,07
35	0,95	0,57	0,26	0,06
50	0,67	0,4	0,25	0,06
70	0,48	0,29	0,24	0,06
95	0,35	0,21	0,23	0,06
120	0,28	0,17	0,22	0,06
150	0,22	0,13	0,21	0,06
185	0,18	0,11	0,21	0,06
240	—	0,08	0,20	—
300	0,12	0,07	0,19	0,06

Таблиця Г.14 – Технічні характеристики запобіжників плавких [11, 16]

Тип	Номинальна напруга	Номинальний струм, А		Граничний струм відключення, кА (при 380В)
		запобіжн ика	плавкої вставки	
ПР2	~ 500 - 400	15	6, 10, 15	8,0
		60	15, 20, 25, 35, 45, 60	4,5
		100	60, 80, 100	11
		200	125, 100, 160, 200	11
		350	200, 225, 260, 300, 350	13
		600	350, 430, 500, 600	23
		1000	600, 700, 850, 1000	23
ПН2	~ 380 - 220	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	100
		250	80, 100, 125, 160, 200, 250	100
		400	200, 250, 315, 355, 400	40
		630	315, 400, 500, 630	25
ППН-31 (взамін ПН2)	~ 380 - 220	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	-
		250	80, 100, 125, 160, 200, 250	-
		400	200, 250, 315, 355, 400	-
		630	315, 400, 500, 630	-
НПН	~ 500	63	6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63	10
НПН2	~ 500	63	6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63	10
ППЗ1	~ 500 - 400	63	32, 40, 50, 63	100
		160	50, 63, 80, 100, 125, 160	
		250	125, 160, 200, 250	
		630	200, 250, 320, 400,	
		1000	500, 630, 800, 1000	

Таблиця Г.15 – Технічні характеристики автоматичних вимикачів [11, 16]

Тип	Номінальна напруга	Номінальний струм, А		Уставка за струмом спрацювання електромаг- нітного розчіплювача, А	Граничний струм відключення, кА (при 380В)
		вимикача	теплового розчіплювача ($I_{н.т.р}$)		
АП50Б-3МТ	~ 660	63	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 50; 63	$10I_{н.т.р}$	1...3 4...7
ВА51-25-84	~ 660	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10I_{н.т.р}$	2 2,5 3,8
ВА51-25-34	~ 660	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10I_{н.т.р}$	2 2 2 2,5 3,8
ВА51-31-34	~ 660	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	$10I_{н.т.р}$	5 7 10
ВА51-33-34	~ 660	160	80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	12,5
ВА88-32-34	~ 400	125	12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125	500 $10I_{н.т.р}$	25
ВА-88-33-34	~ 400	160	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-35-34	~ 400	250	125; 160; 200; 250	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-37-34	~ 400	400	250; 315; 400	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-40-34	~ 400	800	400; 500; 630; 800	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-43-34	~ 400	1600	800; 1000; 1250; 1600	регульов.	50

ДОДАТОК Д
Тема 9. Електрична апаратура

Таблиця Д.1 – Орієнтовні значення перехідних опорів контактів електричних апаратів [11,16]

Номинальний струм апарату	Значення перехідних опорів контактів апаратів, мОм		
	Автоматичних вимикачів	Рубильників	Роз'єднувачів
50	1,3	-	-
70	1,0	-	-
100	0,75	0,5	-
150	0,65	-	-
200	0,6	0,4	-
400	0,4	0,2	0,2
600	0,25	0,15	0,15
1000	-	0,08	0,08
2000	-	-	0,03
3000	-	-	0,02

Таблиця Д.2 – Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус [11]

Тип трансформатора	Потужність трансформатора, кВА	Опори $z_m^{(1)}$, приведені до напруги 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
ТМ	25	3,60
ТМ	40	2,58
ТМ	63	1,63
ТМ	100	1,07
ТМ	160	0,70
ТМ	250	0,43
ТМ	400	0,318
ТМ	630	0,246
ТМА	100	1,67
ТСМА	100	1,20
ТМФ	250	0,473
ТМФ	400	0,352
ТМФ	630	0,273

Таблиця Д.3 – Технічні характеристики високовольних запобіжників [11, 16]

Тип запобіжника	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальний струм плавкої вставки, А	Номинальний струм відключення, кА
ПKN-001-10УЗ	10	–	–	–
ПКТ101-10-2-31,5УЗ	10	2	2	31,5
ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ	10	3,2	2; 3,2	31,5
ПКТ101-10-5-31,5УЗ	10	5	2; 3,2; 5	31,5
ПКТ101-10-8-31,5УЗ	10	8	2; 3,2; 5; 8	31,5
ПКТ101-10-10-31,5УЗ	10	10	2; 3,2; 5; 8; 10	31,5
ПКТ101-10-16-31,5УЗ	10	16	2; 3,2; 5; 8; 10; 16	31,5
ПКТ101-10-20-31,5УЗ	10	20	8; 10; 16; 20	31,5
ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ	10	31,5	10; 16; 20; 31,5	12,5
ПКТ102-10-31,5-31,5УЗ	10	31,5	10; 16; 20; 31,5	31,5
ПКТ102-10-40-31,5УЗ	10	40	31,5; 40	31,5
ПКТ102-10-50-12,5УЗ	10	50	31,5; 40; 50	12,5
ПКТ103-10-50-31,5УЗ	10	50	31,5; 40; 50	31,5
ПКТ103-10-80-20УЗ	10	80	50; 63; 80	20
ПКТ103-10-100-12,5УЗ	10	100	80; 100	12,5
ПКТ104-10-160-20УЗ	10	160	125; 160	20

Таблиця Д.4 – Значення $I_{н.в.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів споживчих ТП [11, 16]

Номинальна потужність трансформатора, кВА	Первинна напруга трансформаторів, кВ			
	6		10	
	Номинальний струм трансформатора, А	Номинальний струм плавкої вставки, А	Номинальний струм трансформатора, А	Номинальний струм плавкої вставки, А
25	2,4	7,5	1,45	5,0
40	3,85	10	2,31	7,5
63	6,06	16	3,64	10
100	9,62	20	5,77	16
160	15,4	32	9,25	20
250	24,0	50	14,5	40 (32)
400	38,6	80	23,1	50
630	60,6	160	36,4	80

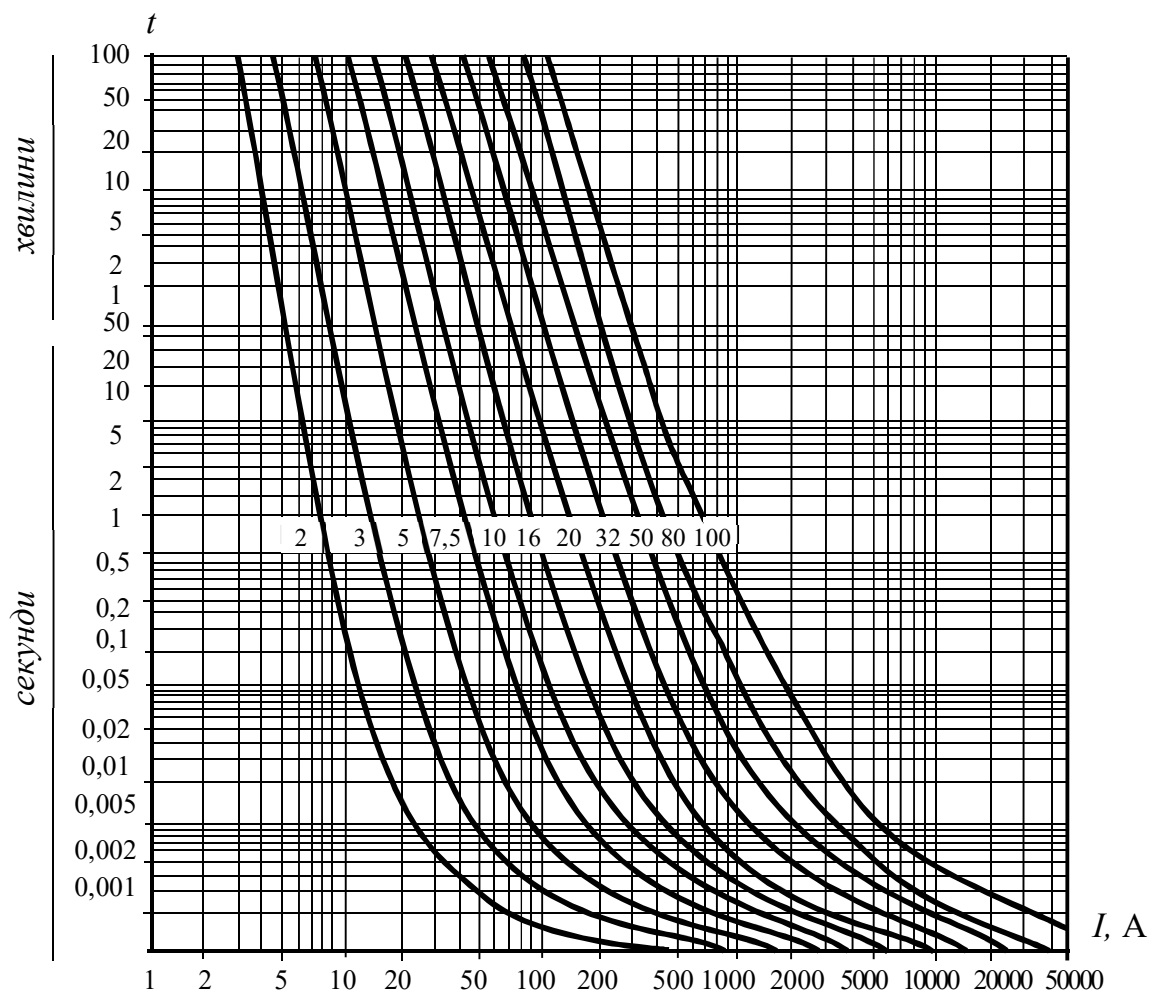


Рисунок Д.1 – Ампер-секундні характеристики плавких вставок деяких запобіжників типу ПКТ [11, 16]

БІБЛІОГРАФІЧНИЙ ОПИС

1. Бурбело, М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2011. 204 с.
2. Василега П. О. Електропостачання : навч. посіб. Суми : ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
3. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. / Г. Б. Іноземцев та ін. 2-ге вид. Київ, 2014. 256 с.
4. ДСТУ EN 50160:2014 – Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності [Чинний від 2014-10-01]. Вид. офіц. Київ : Національний стандарт України, 2014. 27с.
5. ДСТУ 2790-94. Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В : джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення. [Чинний від 1996-01-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 1994. 18с.
6. ДСТУ 2791-94. Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення. [Чинний від 1996-01-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 1994. 18с.
7. ДСТУ 3429-96. Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення. [Чинний від 1998-01-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 1998. 67с.
8. ДСТУ 3440-96. Системи енергетичні. Терміни та визначення. [Чинний від 1997-07-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 1997. 45с.
9. ДСТУ 3465-96. Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення. [Чинний від 1998-01-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 1998. 23с.
10. ДСТУ 3466-96. Якість електричної енергії. Терміни та визначення. [Чинний від 1998-01-01]. Вид. офіц. Київ : Держстандарт України, 1996. 41с.
11. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства : навч. посіб. Мелітополь : Видавничий будинок ММД, 2011. 462 с.
12. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручн. Київ : Компрінт, 2021. 497с.

13. Козирський В. В., Каплун В.В., Волошин С.М. Електропостачання агропромислового комплексу. Київ : Аграрна освіта, 2011. 448 с.
14. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання : навч. посіб. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2009. 436 с.
15. Правила улаштування електроустановок. Харків : Форт, 2017. 760 с.
16. Проектування систем електропостачання в АПК : навч. посіб. / С. О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568с.
17. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі : навч. посіб. Київ : Знання, 2007. 292 с.
18. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : підручник. 2-ге вид. Львів : НУ «Львівська політехніка», 2009. 488 с.
19. Соломчак О. В., Михайлів М. І., Проектування систем електропостачання : електронний навчальний посібник до курсового проектування. Івано-Франківськ, 2006 с. 101 с.
20. Шестеренко В. Є., Шестеренко О. В. Електропостачання промислових підприємств : посібник для курсового і дипломного проектування. Київ. 2013. 424 с.

Навчальне видання

Коваленко Олександр Іванович
Коваленко Любов Рафаїлівна

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Навчальний посібник