

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

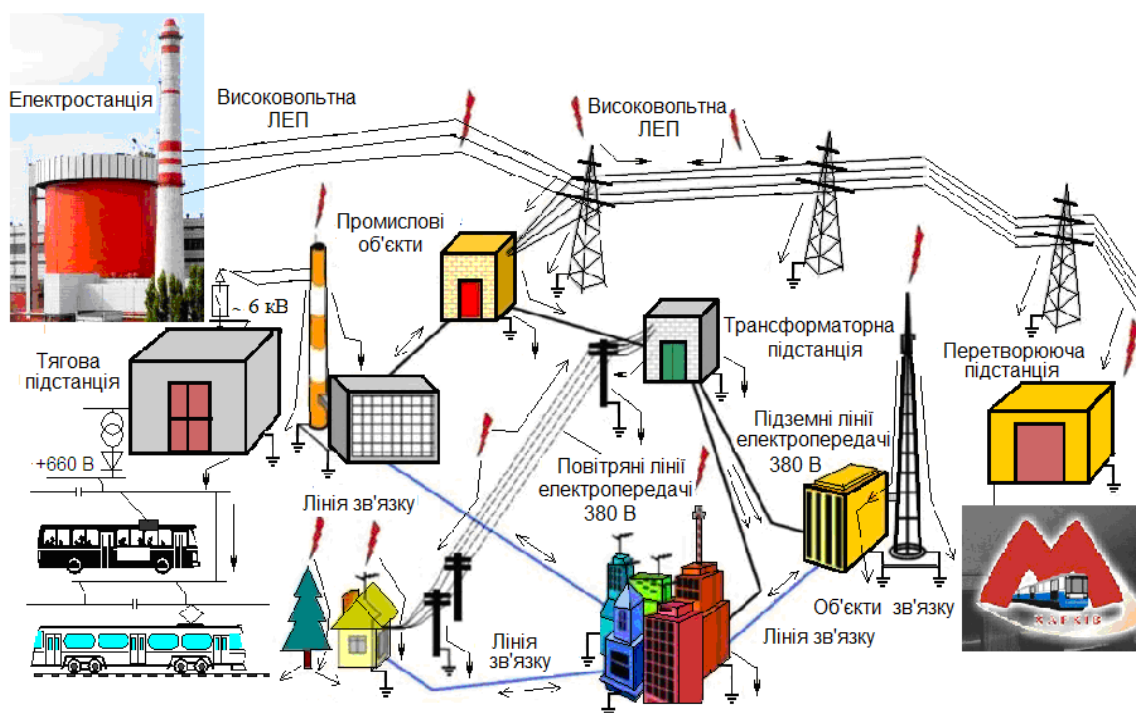
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Т. П. Павленко, О. М. Петренко, Н. П. Лукашова

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для студентів усіх форм навчання за спеціальністю
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*



Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2018

Павленко Т. П. Електропостачання транспорту : конспект лекцій (для студентів усіх форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / Т. П. Павленко, О. М. Петренко, Н. П. Лукашова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 150 с.

Автори:

д-р техн. наук, проф. Т. П. Павленко,
канд. техн. наук, доц. О. М. Петренко,
асист. Н. П. Лукашова

Рецензент:

Н. Н. Заблодський, доктор технічних наук, професор кафедри електричних машин і експлуатації електрообладнання (Національний університет біоресурсів і природокористування України)

Рекомендовано кафедрою електричного транспорту, протокол № 6 від 05.12.2017.

© Т. П. Павленко, О. М. Петренко, Н. П. Лукашова, 2018
© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
ЛЕКЦІЯ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИСТЕМУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	6
1.1 Виробництво електричної енергії.....	6
1.2 Альтернативні джерела виробництва електричної енергії.....	11
1.3 Передача електричної енергії	14
1.4 Розподіл електричної енергії	16
Контрольні питання.....	18
ЛЕКЦІЯ 2 ЗАГАЛЬНІ ЕЛЕМЕНТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ.....	19
2.1 Система електропостачання міського електротранспорту і його класифікація.....	19
2.2 Тягові підстанції та їх основні елементи	25
2.3 Особливості роботи тягових мереж міського електротранспорту.....	29
2.4 Матеріали, що використовуються в тягових мережах та їх характеристики.....	32
Контрольні питання.....	35
ЛЕКЦІЯ 3 СХЕМИ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ.....	36
3.1 Радіальні схеми зовнішнього електропостачання.....	36
3.2 Магістральні і кільцеві схеми зовнішнього електропостачання.....	38
3.3 Схеми внутрішнього електропостачання міського транспорту.....	41
3.4 Фактори, що впливають на роботу електротранспорту та інших пристроїв.....	45
3.5 Генерування енергії в електричних мережах і компенсація реактивної потужності.....	48
Контрольні питання	55
ЛЕКЦІЯ 4 ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ЕЛЕМЕНТІВ ТЯГОВИХ МЕРЕЖ.....	57
4.1 Величини, що визначають роботу тягових мереж електротранспорту.....	57
4.2 Контактна тягова мережа.....	61
4.3 Рейкові мережі	66
4.4 Живлячі мережі тягових підстанцій.....	69
Контрольні питання.....	72
ЛЕКЦІЯ 5 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	73
5.1 Мета, завдання і методи розрахунку параметрів ланцюгів внутрішнього електропостачання міського транспорту.....	73
5.2 Метод перерізу графіка і розрахунок миттєвих схем.....	75
5.3 Метод рівномірно розподіленого навантаження.....	80
5.4 Загальний аналітичний метод розрахунку параметрів системи електропостачання	82
5.5 Застосування методів розрахунку в режимі тягових навантажень і рекуперації	84
Контрольні питання	86

ЛЕКЦІЯ 6 КОНТАКТНА МЕРЕЖА ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ	87
6.1 Класифікація контактної мережі електротранспорту.....	87
6.2 Особливості контактної мережі тролейбуса і основні її елементи.....	91
6.3 Контактна мережа трамвая і основні її елементи	100
6.4 Контактна мережа метрополітену	104
Контрольні питання	107
ЛЕКЦІЯ 7 ПОРУШЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ В ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ	
ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ.....	107
7.1 Термічна дія на тягову мережу.....	107
7.2 Вимушені режими роботи тягових мереж.....	109
7.3 Різновид короткого замикання в ланцюзі електропостачання	111
7.4 Способи захисту від малих струмів короткого замикання на лініях тяги мережі.....	112
7.5 Основні види захисту при струмах КЗ.....	117
7.6 Апарати захисту в контактних мережах.....	125
Контрольні питання.....	130
ЛЕКЦІЯ 8 ОСОБЛИВОСТІ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ	
МІСЬКОГО ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ	133
8.1 Структура і завдання автоматизованої системи керування	133
8.2 Структура і функції центрального диспетчерського пункту керування електропостачанням наземного міського електротранспорту.....	135
8.3 Програмне забезпечення центрального диспетчерського пункту керування.....	137
8.4 Структура і функції системи радіозв'язку і телемеханіки.....	138
8.5 Системи керування електропостачанням міського електротранспорту і їх функції.....	141
8.6 Структура диспетчерського керування метрополітену.....	144
Контрольні питання.....	149
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	150

ВСТУП

Система електропостачання (СЕП) створена для забезпечення живленням електричною енергією промислових споживачів і приймачів. Це комплекс пристроїв для виробництва, передавання і розподілу електричної енергії. Він складається зі джерел електричної енергії, ліній електропередачі (ЛЕП), трансформаторних і перетворювальних розподільних підстанцій. У цей комплекс також входять контрольне, вимірювальне та захисне обладнання.

Джерелами електричної енергії є районні, теплові, гідравлічні та інші електростанції, які зазвичай розташовані на деякій відстані від споживачів електричної енергії. Робота електростанцій заснована на використанні природних енергетичних ресурсів. Об'єднання електростанцій і ЛЕП в єдину систему електропостачання сприяє збільшенню надійності забезпечення електричною енергією приймачів і споживачів. Це також дозволяє знизити пікове навантаження деяких електростанцій в деякі часи доби.

Важливою особливістю системи електропостачання є практична неможливість створення запасів електричної енергії. Вся отримана електрична енергія негайно витрачається приймачами і споживачами. Під впливом різноманітних причин відбуваються обурення і зміни стану енергетичної системи. В даний час робота енергосистеми, а також систем електропостачання транспорту, промислових підприємств та інших практично повністю автоматизовані. Завдяки цьому вирішуються основні завдання захисту електричних ланцюгів, регулювання напруги, потужності, обліку електроенергії та ін.

Системний підхід при вирішенні оптимізаційних задач сприяє підвищенню продуктивності машин і механізмів, зменшенню втрат електричної енергії, а також комплексному розв'язанню підвищення надійності та ефективності роботи електричного обладнання, промисловості, транспорту, систем захисту та керування приймачів і споживачів електричної енергії. При цьому повинні бути забезпечені енергозбереження, екологічна безпека навколишнього природного середовища та техніка безпеки персоналу.

ЛЕКЦІЯ 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИСТЕМУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

- 1.1. Виробництво електричної енергії
- 1.2 Альтернативні джерела виробництва електричної енергії
- 1.3 Передача електричної енергії
- 1.4 Розподіл електричної енергії

1.1 Виробництво електричної енергії

Виробництво електричної енергії здійснюється на електростанціях, які працюють на деяких видах палива, енергії рухомої води, вітру, сонця та інших джерел. Перші електростанції споруджувались у містах для освітлення і живлення електричного транспорту, а також при фабриках і заводах. Пізніше з'явилася можливість спорудження електричних станцій в місцях покладів палива (торфу, вугілля, нафти) або місцях використання енергії води незалежно від території знаходження споживачів електроенергії міст і промислових підприємств. При цьому передача електричної енергії на великі відстані до центрів споживання стала здійснюватися лініями електропередачі (ЛЕП) високої напруги.

В даний час основну частину електричної енергії (до 80 %) виробляють на теплових електростанціях, де використовується весь пар, що виробляється, для обертання турбіни (за винятком невеликого відбору пара для підігріву води).

Теплова електростанція (ТЕС) (рис. 1.1) виробляє електричну енергію за рахунок перетворення хімічної енергії палива (вугілля, газу, мазуту, торфу та ін.) в механічну енергію обертання вала електрогенератора.



Рисунок 1.1 – Теплова електростанція

Принцип перетворення енергії, наприклад, у випадку використання вугілля, відбувається наступним чином (рис. 1.2).

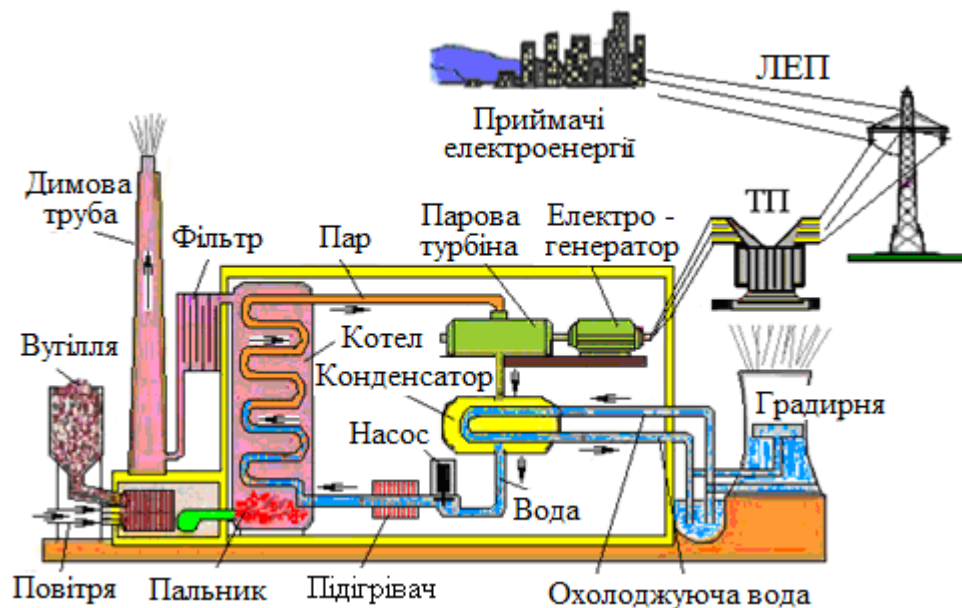


Рисунок 1.2 – Процес виробництва електричної енергії на теплових електростанціях

Подрібнений в дрібний пил вугілля з потоком гарячого повітря вдувається в топку парового котла через спеціальні пальники. Згораючи на льоту, пил перетворюється в яскравий факел полум'я з температурою горіння до 1 500 °С. Полум'я нагріває воду в тонких трубках, якими покриті зсередини бічні стінки топки котельні. Розпечені топкові газу спрямовуються по димоходу, зустрічаючи на своєму шляху кип'ятильні трубки. У них нагріта полум'ям вода перетворюється в пар. Високий тиск і температура пару перетворюють його потенційну енергію в кінетичну енергію обертання ротора турбіни.

Обертання турбіни приводить в рух ротор електрогенератора. В результаті відбувається перетворення кінетичної енергії обертання ротора генератора в електричну енергію за рахунок взаємодії внутрішніх електромагнітних процесів в генераторі. Чим вище температура і тиск пару на вході в турбіну і чим нижче вони на виході, тим більше енергії пара використовує турбіна.

Для зниження температури і тиску пар на виході з турбіни направляється в конденсатор. Всередині нього в тонких латунних трубках циркулює холодна вода. Вона охолоджує пар, перетворюючи його в воду, так званий конденсат. При цьому тиск у конденсаторі стає в 10–15 разів ниж-

че атмосферного. Пар, після проходження через парову турбіну, конденсується і знову трансформується у воду, яка потрапляє в паровий котел.

Атомна енергетика – являє собою складне виробництво електричної енергії на атомних електростанціях, що включає безліч промислових і фізико-хімічних процесів, пов'язаних з видобутком і збагаченням уранових руд, а також зі створенням тепловиділяючих елементів, які разом утворюють паливний цикл.

Атомна електростанція (АЕС) (рис. 1.3) виробляє електроенергію за рахунок перетворення енергії ядерного палива в теплову енергію при заданих певних режимах і умовах застосування.



Рисунок 1.3 – Южноукраїнська атомна електростанція

Основним елементом АЕС є ядерний реактор, який містить тепловиділяючі елементи у вигляді плутонієвих і уранових стрижнів. За виділеної енергії уран масою 1 кг еквівалентний 2 900 т вугілля. В цілому АЕС являє собою комплекс необхідних систем, пристроїв, обладнання та споруд з відповідним обслуговуючим персоналом.

На цей час домінують три основних типів реакторів, що розрізняються по виду палива, теплоносіїв, які застосовуються для підтримки необхідної температури активної зони реактора і сповільнювачів, що використовуються для підтримки ланцюгової реакції.

Поширеними є реактори, що працюють на збагаченому урані, в яких теплоносієм і сповільнювачем є звичайна, або «легка» вода (рис. 1.4).

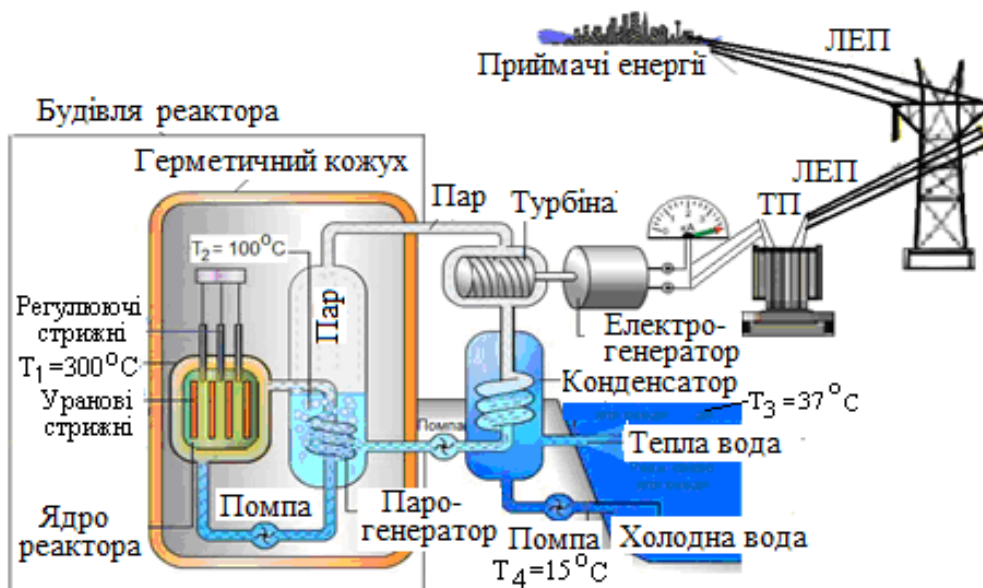


Рисунок 1.4 – Процес виробництва електричної енергії на АЕС

Енергія, що виділяється в активній зоні реактора, передається так званому теплоносію першого контуру, за рахунок якого нагрівається вода і далі прокачується через реактор циркуляційним насосом.

Нагріта вода з реактора надходить у теплообмінник (парогенератор) і передає тепло, яке отримано в реакторі, води (теплоносію другого контуру). Вода другого контуру випаровується в парогенераторі і утворений пар надходить у турбіну, де відбувається передача кінетичної енергії турбіни на вал синхронного генератора. За рахунок взаємодії електромагнітних процесів в синхронному генераторі відбувається перетворення кінетичної енергії в електричну енергію.

На виході з турбін пар також надходить у конденсатор, де охолоджується великою кількістю води, що надходить з водосховища.

До реактора, та обслуговуючим його системам відносяться: теплообмінники, насоси, що здійснюють циркуляцію теплоносія і його охолодження, сповільнювачі реакцій, які укладені в тонкостінний кожух.

При роботі реактора концентрація ізотопів в ядерному паливі поступово зменшується, і паливо вигоряє. Тому їх з часом замінюють свіжими. Вилучене з реактора відпрацьоване паливо має високий рівень радіації, тому воно після охолодження на території електростанції відправляється в спеціальне сховище або на переробку.

Процеси отримання електричної енергії на ТЕС і АЕС практично схожі і в цілому відбуваються за схемою, наведеної на рисунку 1.5.

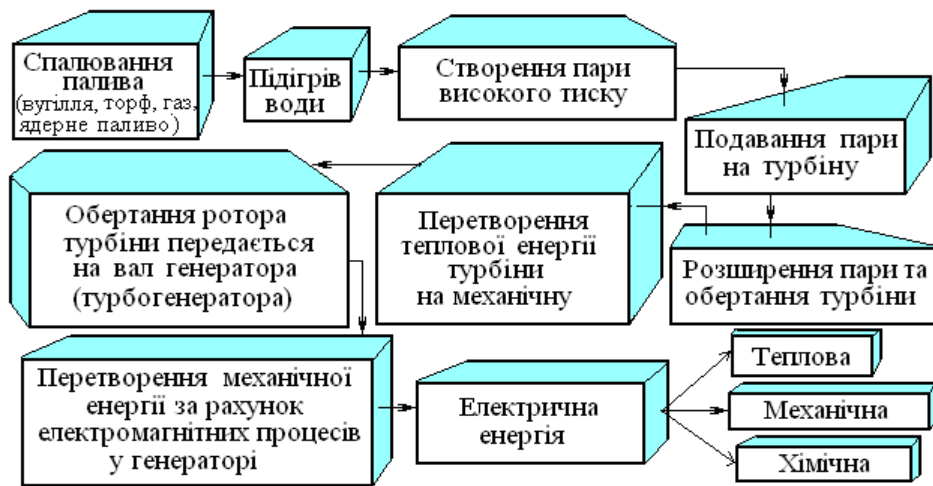


Рисунок 1.5 – Схема виробництва електричної енергії на теплових і атомних електростанціях

Гідроелектростанція (ГЕС) (рис. 1.6) виробляє електричну енергію за рахунок використання енергії падаючого водяного потоку. ГЕС зазвичай будують на річках, споруджуючи греблі і водосховища.

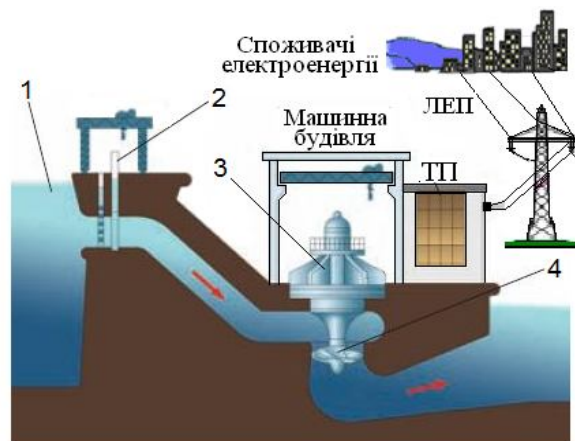
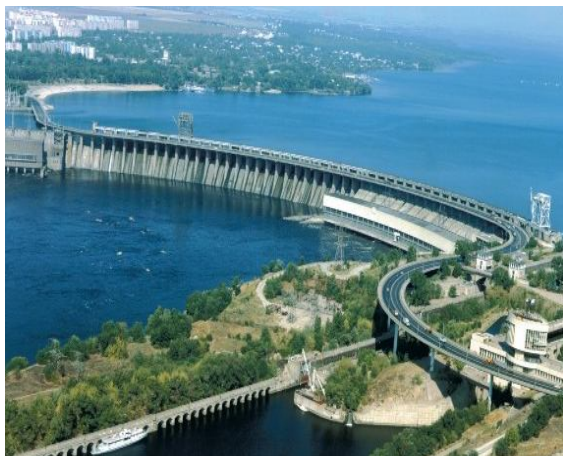


Рисунок 1.6 – Гідроелектростанція та процес виробництва електричної енергії

1 – водосховище; 2 – отвір; гідроагрегат; 4 – гідравлічна турбіна

Гідроелектростанції мають низьку собівартість електроенергії і енергоспоживання на власні потреби, але витрати на спорудження ГЕС більше, ніж у ТЕС. У будівлі ГЕС розташовується все енергетичне обладнання.

У машинному залі розташовані гідроагрегати, які безпосередньо перетворюють енергію потоку води в електричну енергію. Всіляке додаткове обладнання, пристрої керування та контролю за роботою ГЕС, трансфор-

маторна станція, розподільні пристрої та багато іншого становлять невід'ємну частину ГЕС.

Виробництво електричної енергії здійснюється трифазними синхронними генераторами змінного струму незалежно від типу електростанції, які зазвичай розраховані на лінійну напругу 16–20 кВ (або навіть до 27 кВ). Така напруга обмежена припустимою електричною міцністю ізоляції та ізолюючих проміжків, які перебувають в умовах підвищених температур обмоток і інших частин генераторів.

Встановлені на ТЕС і АЕС синхронні електричні генератори називають турбогенераторами (рис. 1.7), на ГЕС – гідрогенераторами (рис. 1.8).



Рисунок 1.7 – Турбогенератор



Рисунок 1.8 – Гідрогенератор

В машинних будівлях можуть знаходитися декілька таких синхронних генераторів в залежності від потужності електростанції.

1.2 Альтернативні джерела виробництва електричної енергії

На невеликих підприємствах, віддалених від стаціонарних електричних мереж, а також у разі відсутності необхідних потужностей ЛЕП при будівництві промислових підприємств або житлових комплексів, до моменту, коли підведуть стаціонарне електроживлення, важливу роль електропостачання грають автономні електростанції. Приклад такої мініелектростанції у вигляді дизель-генератора представлений на рисунку 1.9.

Поряд з представленими типами електростанцій, вельми інтенсивно розвивається *вітроенергетика*. Це галузь енергетики, що спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії повітряних мас атмосфери в будь-яку іншу форму енергії (електричну, механічну, теплову) зручну для використання у різних сферах діяльності.



Рисунок 1.9– Дизель-генератори для автономного електропостачання

Для отримання електроенергії застосовуються *вітрогенератори*, що показані на рисунку 1.10. В них енергія вітру через вітряну турбіну (або пропелер) передається синхронному або асинхронному електрогенератору, який і перетворює її в електричну енергію.



Рисунок 1.10 – Вітрогенератори

Енергію вітру відносять до поновлюваних видів енергії, тому що вона є наслідком діяльності Сонця. На відміну від викопного палива, енергія вітру практично невичерпна і більш екологічна. Вітряні електрогенератори

роблять на різні потужності: від найбільших до малопотужних (одиниці кВт і менше).

Вітряні генератори у великій кількості об'єднуються в єдині електростанції, які включаються в загальну енергосистему, або обслуговують великих споживачів електроенергії. Деякі вітрогенератори використовуються для автономного постачання електрикою віддалених районів.

Однак спорудження вітрових електростанцій пов'язане з деякими труднощами технічного й економічного характеру, що уповільнюють поширення вітроенергетики.

Непостійність вітрових потоків не створює проблем при невеликій пропорції вітроенергетики в загальному виробництві електроенергії. При зростанні цієї пропорції зростають також і проблеми надійності виробництва електроенергії.

Також до екологічно чистих і поновлюваних видів виробництва електроенергії відноситься *геліоенергетика*. Вона забезпечує отримання електричної або теплової енергії за рахунок сонячної енергії – це одне з найбільш перспективних напрямків нетрадиційної енергетики. За найбільш оптимістичними прогнозами, до 2020 р. геліоенергетика буде давати від 5 до 25 % світового виробництва енергії.

При фізичному варіанті геліоенергетики енергія акумулюється колекторами, сонячними елементами на напівпровідниках або концентрується системою дзеркал. Сонячні елементи – фотоелектричні перетворювачі (ФЕП) широко використовуються в космічних апаратах. В наземних умовах для отримання значної кількості електроенергії батареї ФЕП розміщують на великих площах (рис. 1.11), тому їх будівництво вигідно в пустельних районах.



Рисунок 1.11 – Геліогенератори електричної енергії

Більш економічною вважається геліоенергетика з використанням системи дзеркал, які нагрівають масло в трубах сонячних електростанцій (СЕС). Енергія, що отримується на СЕС, в 5–7 разів дешевше, ніж енергія ФЕП. Недоліком СЕС є лише дуже великі витрати металу на їх спорудження (в перерахунку на одиницю виробленої енергії вони в 10–12 разів вище, ніж при виробництві енергії на ТЕС або АЕС).

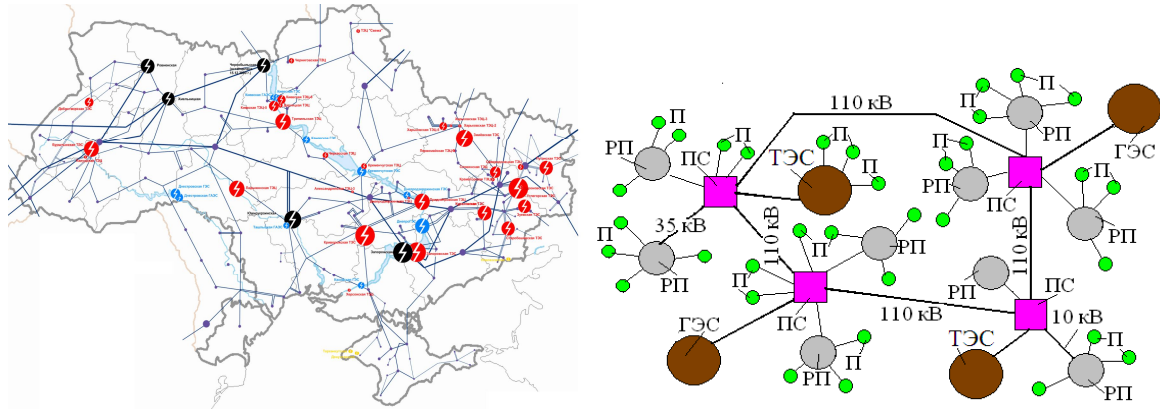


Рисунок 1.12 – Схема електростанцій та живлення приймачів і споживачів електричної енергії

У більшості випадків, виходячи з техніко-економічних вимог, електростанції з'єднані між собою за допомогою ліній електропередач для паралельної роботи на загальне навантаження (рис. 1.12). Завдяки цьому відбувається живлення приймачів та споживачів електричної енергії різноманітної потужності.

1.3 Передача електричної енергії

Від підстанцій по лініях електропередач передається напруга 35 кВ і далі 10 кВ на розподільні пункти (РП) тягових підстанцій міського електротранспорту та промислових підприємств. Існують різні комбінації схем, які об'єднують джерела розподілу електричної енергії на більш високі напруги. Таке об'єднання сприяє підвищенню надійності роботи системи електропостачання та вирішує завдання при виробництві ремонтних робіт. Приклад підстанції наведено на рисунку 1.13.

Передача електроенергії здійснюється по повітряних і кабельних лініях електропередач через різні види трансформаторних підстанцій напругою 6; 10; 35; 110; 220; 330; 500 кВ і частотою мережі 50 Гц і вище. Приклад ЛЕП різного рівня напруг наведено на рисунку 1.14.

Для прийому і передачі електроенергії з перетворенням напруги застосовуються різні види підстанцій (рис. 1.15):



Рисунок 1.13 – Підстанція ГЕС



Рисунок 1.14 – Система ліній електропередачі різного рівня

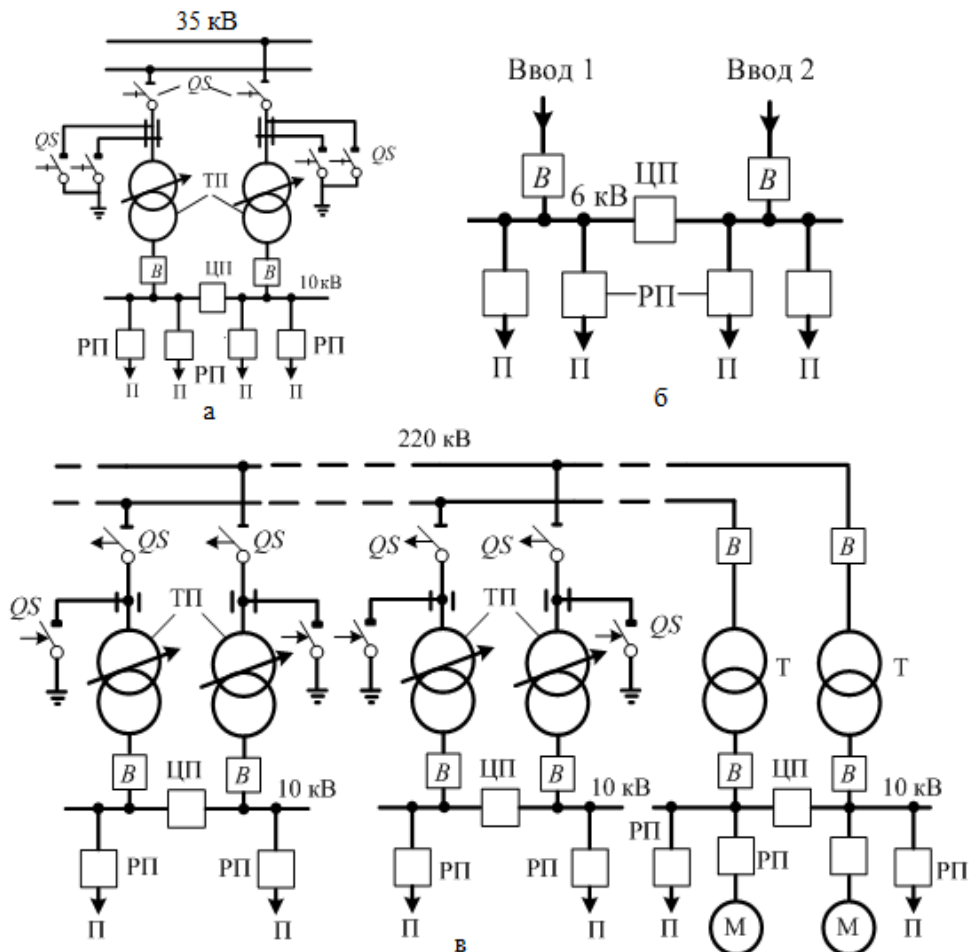


Рисунок 1.15 – Схеми приймальних пунктів електричної енергії

QS – високовольтний вимикач (або роз'єднувач); ТП – трансформаторна (тягова) підстанція; В – автоматичний вимикач; ЦП – центральний пункт; РП – розподільний пункт; П – приймач електричної енергії; Т – трансформатор; ВРП – вузлова розподільна підстанція (110–500 кВ);

ГПП (рис. 1.15, а) – головна понижувальна підстанція (35–220 кВ → 6–10 кВ), що здійснює зв'язок між віддаленим джерелом живлення і споживачем електричної енергії; ЦРП (рис. 1.15, б) – центральний розподільний пункт підприємства, який здійснює зв'язок між джерелом живлення і споживачами електроенергії, які знаходяться поруч з підстанцією живильної лінії однієї напруги; СГВ – схема глибокого вводу з приєднанням трансформаторних підстанцій (рис. 1.15, в) напругою 35–220 кВ, які підключаються до ліній електропередач через відокремлювач. На виводах вищої напруги встановлені високовольні електричні апарати, такі як короткозамикачі, запобіжники, а в ряді випадків і вимикачі; ЦТП – цехова трансформаторна підстанція (до 1 000 В), яка розподіляє електричну енергію за приймачів, розрахованих на напругу 6–1 000 В.

Перетворення електричної енергії відбувається на трансформаторних підстанціях (ТП), що складаються з перетворювачів електричної енергії, розподільних пристроїв (РП), а також пристроїв керування, захисту, вимірювання та інших.

1.4 Розподіл електричної енергії

Система електропостачання створена для забезпечення живлення електричною енергією, як приймачів, так і споживачів електричної енергії. До *приймачів* (П) електричної енергії відносяться електродвигуни різних машин і механізмів, електротранспорт різного призначення, електричні печі, електролізні установки, апарати і машини для електричного зварювання, освітлювальні установки, побутові електротехнічні пристрої. *Споживачі* електричної енергії (СЕ) являють собою системи, які об'єднані в групи: по напрузі, роду струму, режимам роботи, категорії використання, територіального розміщення та ін.

Системи живлення приймачів (П) електроенергії складаються з:

- зовнішнього електропостачання, в яке входять електротехнічні пристрої, що живляться від зовнішніх джерел електричної енергії;
- внутрішнього електропостачання, в яке входять електротехнічні пристрої розподілу електричної енергії, що отримують живлення від підстанції підприємства.

Обидві системи повинні забезпечувати безперебійну подачу електричної енергії і володіти простотою, зручністю і безпекою обслуговування. Схема розподілу електричної енергії показана на рисунку 1.16.

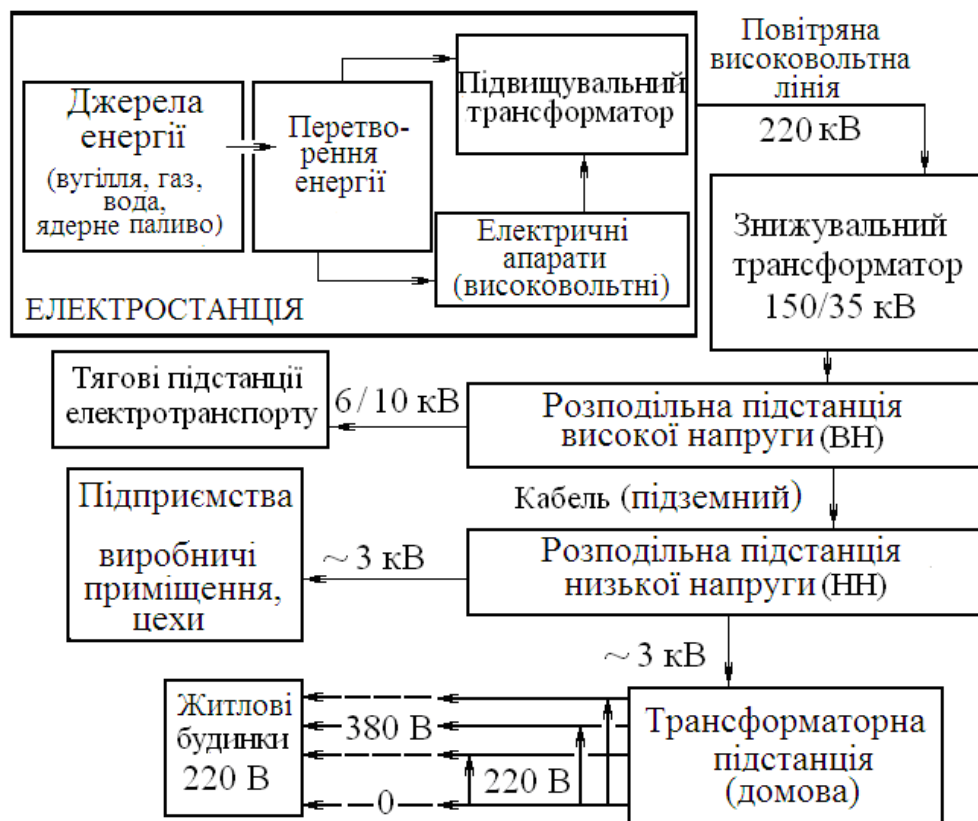


Рисунок 1.16 – Розподіл електричної енергії

Вироблена на електростанції електрична енергія надходить на трансформатор, що підвищує напругу, де вона перетворюється і надходить по повітряним лініях на трансформатор, що знижує напругу.

По підземних кабелях електроенергія передається на розподільчі пункти трансформаторних підстанцій промислових підприємств, тягових підстанцій міського електротранспорту (МЕТ) і житлово-адміністративних потреб.

На цих підстанціях також відбувається перетворення електричної енергії до напруги приймачів і споживачів.

Поблизу споживачів електроенергії напруга ЛЕП знижують через знижувальні трансформатори для використання в двигунах електроприводів верстатів, освітлення та інших потреб. Зниження напруги і, відповідно, підвищення струму виробляється в кілька етапів. Це диктується категоріями споживачів електроенергії та економічними факторами.

Контрольні питання

1. Як відбувається процес перетворення енергії на теплових електростанціях?
2. Перелічити основні елементи атомної електростанції.
3. Як відбувається процес виробництва електричної енергії на атомній електростанції?
4. Показати спільний процес виробництва електричної енергії на атомних і теплових електростанціях.
5. У чому полягають особливості отримання електричної енергії на гідроелектростанціях?
6. Які електротехнічні пристрої виробляють електричну енергію на електростанціях?
7. Що являє собою вітроенергетика?
8. Перелічити основні елементи геліоенергетики.
9. Для чого з'єднують між собою електростанції?
10. За рахунок чого передається електрична енергія від електростанцій?
11. Які види підстанцій застосовуються для прийому і передачі енергії?
12. З якою метою створена система електропостачання?
13. Що відноситься до приймачів і споживачів електричної енергії?
14. З чого складається система живлення приймачів електричної енергії?
15. Як відбувається розподіл електричної енергії?

ЛЕКЦІЯ 2

ЕЛЕМЕНТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ

2.1 Система електропостачання міського електротранспорту та його класифікація

2.2 Тягові підстанції та їх основні елементи

2.3 Особливості роботи тягових мереж міського електротранспорту

2.4 Матеріали, що використовуються в тягових мережах та їх характеристики.

2.1 Система електропостачання міського електротранспорту та його класифікація

З усіх видів енергії саме широке застосування в народному господарстві та споживання у побуті отримала електрична енергія. Це пояснюється можливістю передачі великих кількостей електроенергії на великі відстані, простотою її розподілу між споживачами і легкістю перетворення в інші форми енергії (світлову, теплову, механічну, хімічну).

Завданням системи електропостачання наземного електротранспорту є приймання, перетворення та розподіл електричної енергії, що споживається електрорухомим складом (ЕРС). Електропостачання міського електротранспорту, як і всіх споживачів електричної енергії, здійснюється від енергосистеми (рис. 2.1).

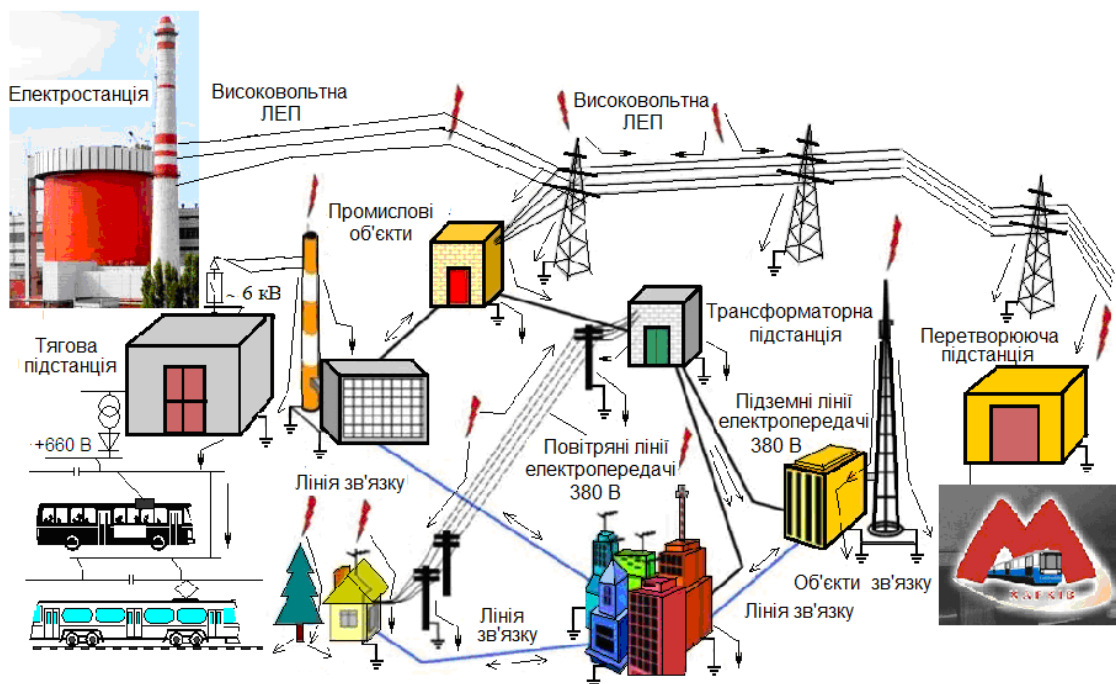


Рисунок 2.1 – Передача електроенергії споживачам

Для зменшення втрат енергії в ЛЕП напруга підвищується на трансформаторній підстанції до рівня 35; 110; 220 кВ і більше, в залежності від віддаленості споживачів. Поблизу від місця споживання на понижувальній підстанції рівень напруги знижується до 6 і 10 кВ. Звідси електроенергія постачається споживачам.

Основи надійності будь-якої системи або інженерної споруди закладаються при їх проектуванні з забезпеченням певних запасів міцності, необхідних резервних пристроїв у вигляді дублюючих елементів або збільшенням запасів потужності основних елементів, які використовуються при виході з ладу окремих елементів системи. Разом з тим будь-яка система, в тому числі і система електропостачання повинна бути економічною, що вимагає виключення надмірних витрат на додаткове обладнання та пристрої для створення резервів. Вирішення цього протиріччя знаходять із зіставлення техніко-економічних показників можливих варіантів, приймаючи систему, що забезпечує належну надійність при мінімально можливих витратах.

При розгляді схеми електропостачання електротранспорту виділяють дві її частини: зовнішнє електропостачання, що включає в себе всі пристрої від центру живлення до тягової підстанції разом з кабельними (повітряними) лініями; внутрішнє електропостачання, що включає в себе тягові підстанції і всі елементи тягової мережі; контактну і рейкову мережу, що живлять лінії.

При зовнішньому електропостачанні, у сучасних умовах, тягові підстанції отримують енергію не тільки від однієї електричної станції, а також від енергетичної системи, що об'єднує багато електростанцій лініями електропередачі (ЛЕП). Тягові підстанції трамвая і тролейбуса знаходяться в місті, і електропостачання отримують, як правило, від підстанцій, розподільних пунктів (РП), центрів живлення (ЦЖ) електричних систем.

Внутрішнє електропостачання електротранспорту виконується у вигляді централізованого або децентралізованого живлення контактної мережі.

Централізовану схему застосовують на підстанціях, які мають велику потужність, що дозволяє живити контактну мережу, яка складається з секцій, розташованих в різному віддаленні від підстанції.

При *децентралізованій* схемі секції живляться від двох сусідніх підстанцій, або від будь-якої з них, або кожна підстанція живить примикаючу половину секції. При виході з ладу однієї з підстанцій її електричне навантаження передається на сусідню. Кожна підстанція має відповідний резерв потужності.

Вибираючи ту чи іншу систему електропостачання, перевага надається тій, яка володіє високим рівнем надійності і забезпечує гнучкість керування.

Під *надійністю* розуміється безвідмовність, довговічність і ремонтпридатність, тобто можливість безперервно і довгостроково зберігати працездатність електроустаткування у певних режимах його роботи, а також виявлення та усунення відмов і пошкоджень у процесі технічного обслуговування і проведення ремонтів.

Ремонтпридатність передбачає зниження витрат часу, праці і коштів на технічне обслуговування і ремонт устаткування, а також підвищення на цій основі ефективності його використання в процесі експлуатації.

Електротранспорт при експлуатації працює в різних режимах (*нормальний, вимушений і аварійний*), що може позначатися на роботі системи електропостачання.

При нормальному режимі всі елементи системи працюють з найбільш високими техніко-економічними показниками, забезпечуючи живлення рухомого складу з урахуванням найбільш завантажених годин і при найбільш важких умов руху.

Вимушений режим настає, коли виходить з ладу один з основних елементів системи електропостачання електротранспорту, наприклад, тягова підстанція, перетворювальний агрегат або живильна лінія. У цьому випадку рух рухомого складу йде нормально при використанні додаткових елементів обладнання (зарезервованих раніше). При цьому допускаються навантаження на елементах системи електропостачання, граничні за нормами, і втрати напруги в тяговій мережі. На цей період також допускаються погіршення економічних показників роботи.

Аварійний режим настає при важких ушкодженнях елементів системи електропостачання електротранспорту, коли рух на лінії в межах розрахункових розмірах стає неможливим. У цьому режимі рух електротранспорту або скорочується, або припиняється повністю.

У сучасних умовах різко зростає роль електротранспорту в транспортному обслуговуванні населення наших міст. Відкриваються нові тролейбусний і трамвайний маршрути у містах, розширюються існуючі транспортні мережі, прокладаються маршрути трамвая і тролейбуса в приміські зони, місця відпочинку. У ряді міст побудовані і успішно експлуатуються швидкісні лінії трамвая, що значно скорочують час перебування пасажирів у дорозі. Все частіше застосовується підземна прокладка таких ліній у зонах густої забудови.

Транспортний засіб міст розподіляється на автономний та неавтономний.

Автономний транспортний засіб має у себе на борту свою власну енергетичну установку, яка виробляє електричну енергію, що перетворюється в механічну енергію обертання коліс електротранспорту.

У *неавтономних транспортних засобах* на борту відсутня така енергетична установка, і тому для приводу їх коліс необхідно підводити енергію з інших джерел.

Міський електричний транспорт (МЕТ) є *неавтономним* транспортним засобом на відміну від автономного транспортного засобу, до яких відносяться автобус, тепловоз.

У містах електричний транспорт представлений наступними видами, що показані на рисунку 2.2.



Рисунок 2.2 – Класифікація електротранспорту

Основні переваги трамвая і тролейбуса перед автобусом – це відсутність викидів в атмосферне повітря шкідливих забруднюючих речовин і можливість економії електричної енергії за рахунок її часткового повернення в контактну мережу при гальмуванні.

Керування електричним транспортом простіше, ніж автомобільним. Переваги наземного електричного транспорту послужили причиною його широкого використання в різних країнах світу, особливо в країнах Західної Європи, в Росії та країнах СНД, в деяких країнах Азії та Латинської Аме-

рики. У Європі після деякого спаду у використанні трамваїв у середині ХХ ст. відзначається його відродження. Будівництво нових шляхів і реконструкція старих трамвайних ліній розпочаті в Німеччині, Франції, Бельгії, Швейцарії, Італії, Португалії, Канаді.

Найбільш досконалим і комфортабельним видом громадського міського пасажирського електротранспорту в даний час є метрополітен - підземна залізниця для масових перевезень пасажирів. Економічно вигідне використання метрополітену при пасажиропотоках понад 20 тис. осіб на годину, що зазвичай спостерігається в містах з населенням 1 млн. чоловік і більше.

Історично назва цього виду транспорту походить від французького *metropolitain* – столичний. Найчастіше лінії метро прокладаються під землею, хоча бувають і ділянки наземних ліній або на естакадах.

Перша підземна залізнична лінія метрополітену, побудована в Лондоні у 1863 р., була з паровозною тягою. Широкий розвиток метрополітен отримав після застосування на ньому електричної тяги, що звільнила тунелі від диму і кіптяви при застосуванні парової тяги.

Ефективність роботи метрополітену багато в чому залежить від використання рухомого складу. Електропоїзди метро складаються з причіпних вагонів або моторних. Як і у приміських електропоїздах, в метро електропоїзди складаються з окремих секцій, що дозволяє змінювати кількість вагонів у поїзді залежно від величини пасажиропотоку.

Для живлення поїздів метро електроенергія надходить через тягову мережу. При цьому струмознімання може здійснюватися від контактної рейки або від контактного проводу. Найбільш розповсюдженим способом підведення енергії до поїзда метро є спосіб його живлення через, так звану, третю контактну рейку, прокладену вздовж основного рейкового шляху на деякій висоті від нього (160 мм вище головки ходових рейок, рис. 2.3).

Це пов'язано через обмежений розмір тунелю спорудження контактної мережі над ЕРС. Вагонний струмоприймач, розташований на візку моторних вагонів і ковзний при русі поїзда по третій рейці, притискається до нього знизу пружинами і знімає струм високої напруги.

На всьому протязі контактна рейка закрита електроізоляційним кором таким чином, щоб залишався доступ для струмоприймача лише знизу.

Іноді використовують повітряну контактну мережу в метро в тих випадках, коли на кінцевих станціях потяг переходить на звичайні залізничні колії і продовжує з ним рух по території транспортної агломерації.

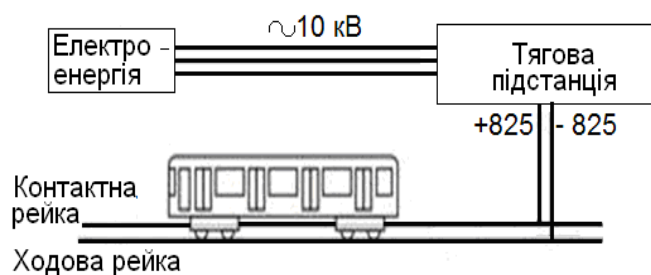


Рисунок 2.3 – Ділянка тягової мережі метрополітену та загальний вигляд контактної рейки

Так працює метрополітен не тільки в Україні, а також у деяких містах Японії і Південної Кореї. Для електропостачання метрополітенів до теперішнього часу використовується тільки система постійного струму напругою 600...1 000 В при наявності контактного проводу – напругою 1 500 В.

Для тягового електроприводу поїздів метро використовуються двигуни постійного струму. Приводи з асинхронними електродвигунами поки не отримали широкого розповсюдження. Потужність тягових електродвигунів поїздів метрополітену становить 100 кВт. Максимальна швидкість поїзда зазвичай 80–90 км/год, у деяких країнах – до 100 км/год. Повна відособленість метрополітену від інших видів транспорту дозволяє організувати рух поїздів з дуже малими інтервалами між ними – до 20–30 с, що вимагає високого рівня автоматизації.

На електромобілях використовують електродвигун, який отримує живлення одночасно з бортовим джерелом енергії накопичувачів, які можуть запасати її при гальмуванні, а потім витратити при розгоні електромобіля, заощаджуючи, таким чином, енергію джерела.

В якості накопичувачів перспективним є використання конденсаторів великої ємності з великими допустимими струмами заряду і розряду. Застосування в якості накопичувачів маховиків в даний час не визнається доцільним.

Вдосконалення електромобілів відбувається постійно, що вирішує проблему використання та заміни традиційних видів живлення. Наприклад, застосування на них гібридних силових установок, які поєднують бортове джерело електроенергії і тепловий двигун відносно невеликої потужності з електричним генератором, що дозволяє значно підвищити запас ходу транспортного засобу. При експлуатації такого гібридного транспорту викид вихлопних газів в атмосферу відбувається, але кількість викидання в атмосферу шкідливих речовин в декілька разів менше, ніж у звичайних автомобілів.

2.2 Тягові підстанції та їх основні елементи

Живлення тягових підстанцій міського електротранспорту здійснюється по кабельним (в рідкісних випадках повітряним) трифазним лініям.

На тяговій підстанції напруга знижується до 600 В і змінний струм перетворюється випрямлячами або перетворювачами в постійний.

Тягові підстанції отримують високу напругу 6–10 кВ від підстанцій центрального підприємства електричних мереж і підприємства міських електромереж (МЕТ). Схема однолінійної електричної типової тягової підстанції МЕТ представлена на рисунку 2.4.

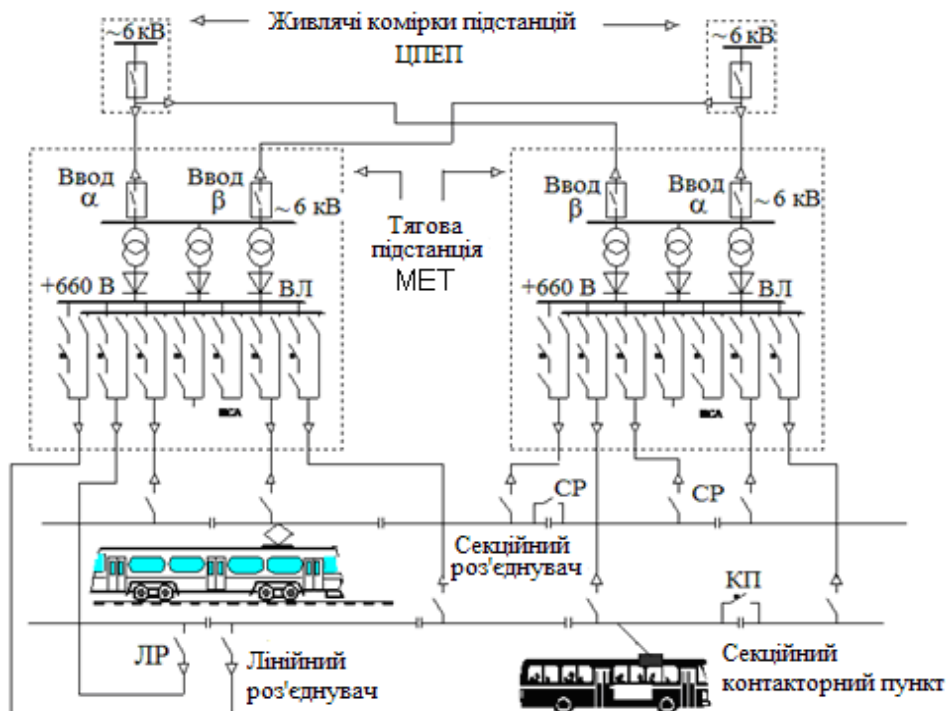


Рисунок 2.4 – Функціональна електрична схема системи керування МЕТ

Тягові підстанції видають в контактну мережу трамваю й тролейбуса постійний струм напругою $+600$ В.

Підстанції містять системи живлення, що представляють собою висковольтні вводи напруг. Один з них " α " є основним, другий " β " – резервний. Обидві системи введення обладнані пристроями автоматичного включення резерву (АВР), які можуть бути як однобічними, так і двобічними.

Паралельна робота систем живлення без секціонування шин не допускається, тому вони обладнані максимально – струмовими системами захисту, що діють на відключення, і захистом від однофазних замикань на землю, які реагують на сигнал.

На типовій тяговій підстанції, як правило, встановлено три перетворювальних агрегати, кожен з яких має потужність 1385 кВА. Два робочих перетворювача живлять паралельну загальну систему збірних шин напругою +600 В, один перетворювач знаходиться в резерві.

В якості перетворювачів використовуються лавинні діоди ВЛ, які мають шестифазну схему випрямлення з нульовою точкою. Перетворювальні агрегати обладнані наступними видами релейних захистів:

- максимально-струмовий, який обмежений залежним захистом зі струмовою відсічкою;
- захистом від перевантаження;
- газовим захистом трансформаторів;
- температурним захистом трансформаторів;
- поперечним диференціальним струмовим захистом з боку + 600 В миттєвої дії;
- від струмів КЗ в розподільному пристрої (РП) + 600 В.

Живлення ділянок контактної мережі міського електротранспорту здійснюється від збірних шин + 600 В (основних або запасних), через автоматичні вимикачі максимального струму і роз'єднувачі.

На тяговій підстанції також може бути передбачено дворазове автоматичне повторне включення (АПВ) лінії після відключення її від струму КЗ або її перевантажень.

Підстанції також обладнані пристроями автоматичного частотного резерву (АЧР) власних потреб. Споживачі власних потреб (ВП) отримують живлення від збірних шин власних потреб. Рівень напруги ВП становить 0,4 кВ із заземленою нейтраллю, або 0,23 кВ з ізольованою нейтраллю.

На підстанції також передбачено наявність лінійних роз'єднувачів (ЛР), що мають ручний привід, а також секційні роз'єднувачі (СР) і автоматичні секційні контакторні пункти (КП). Дистанційне керування лінійними об'єктами не застосовується.

Облік електроенергії на тягових підстанціях здійснюється лічильниками активної і реактивної енергії, які встановлені на високовольтних вводах.

Лічильниками активної енергії обладнані випрямні агрегати і розподільні пристрої власних потреб.

Тягові підстанції можуть працювати без чергового персоналу в режимі телекерування, яке здійснюється від районних диспетчерських пунктів (РДП), що забезпечені комплексами телемеханіки.

В якості ліній зв'язку між телекерованими тяговими підстанціями і РДП використовуються лінії безпосереднього зв'язку (БЗ) міської телефонної мережі (рис. 2.5). Експлуатуються також відомчі лінії зв'язку, як кабельні, так і повітряні.

Телемеханізація дозволяє збирати, передавати інформацію про функціонування об'єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського керування позначених об'єктів. Для організації телемеханізації використовуються пристрої телемеханіки, які в комплексі з каналами зв'язку утворюють систему телемеханіки. Структура автоматичного керування показана на рисунку 2.6.

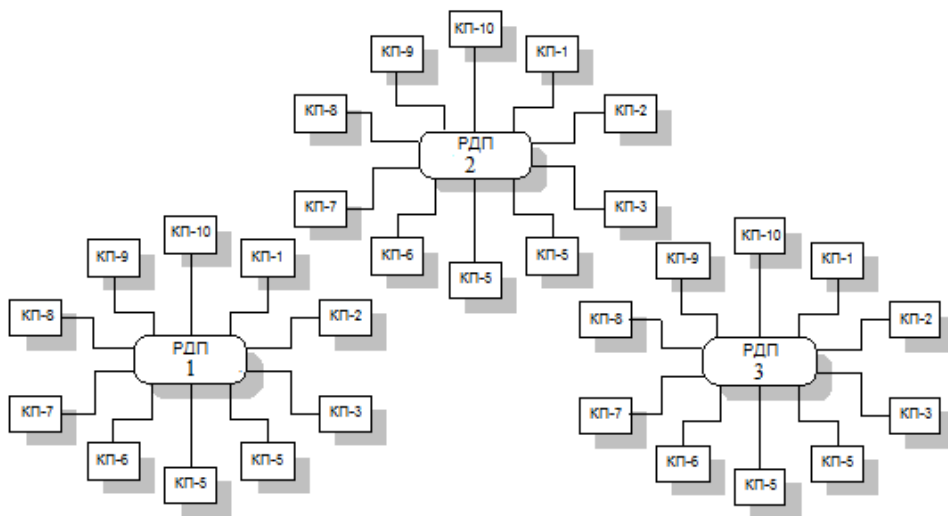


Рисунок 2.5 – Структура системи телекерування и каналів зв'язку



Рисунок 2.6 – Структура автоматизованої системи керування електротранспортом

Завдяки системи телемеханізації досягається ряд ефектів:

- підвищується загальна надійність роботи енергосистеми та якість обслуговування споживачів;
- підвищується рівень оперативно-диспетчерського реагування та керування;
- поліпшується оперативне керування схемою електромережі за допомогою дистанційного керування комутаційним обладнанням підстанцій.

Об'єм телемеханічної інформації на один КП залежить від релейної системи телемеханіки і визначається:

- кількістю команд телекерування;
- кількістю вступників телесигналів;
- кількістю каналів поточних телевимірювань.

Тягові підстанції метрополітену. Електропостачання споживачів підземних ліній метрополітену передбачено від підземних тягових підстанцій глибокого або не глибокого закладення. Проектування наземних підстанцій допускається при обґрунтуванні їх необхідності визначеного розташування.

У вітчизняному метрополітені застосовують дві системи електропостачання тягової мережі: централізована і децентралізована. Перша з них отримала поширення в початковий період розвитку метрополітену.

Електропостачання тягових мереж при централізованій системі живлення метрополітену здійснюється від наземної тягової підстанції, яка з'єднується з понижувальною підстанцією, що забезпечує живлення як силових установок (ескалаторів, вентиляторів, насосів) так і освітлення, що поєднується у суміщену тягово-знижувальну підстанцію (СТП).

В даний час при проектуванні тягових підстанцій передбачають живлення електроенергією від двох незалежних джерел енергосистеми міста через суміжні підстанції метрополітену. В останньому випадку як джерело живлення може використовуватися електростанція.

На суміщених тягово-знижувальних підстанціях живлення силових і освітлювальних приймачів електроенергії передбачено від двох трансформаторів для кожного виду приймачів. Трансформатори підключають до різних секцій шин розрахованих на напругу 10 кВ. Кожен трансформатор в аварійному режимі забезпечує потрібну потужність з урахуванням припустимого перевантаження.

Для прийому та розподілу електроенергії на тягових підстанціях метрополітену застосовують комплектні розподільні пристрої (КРП) типу К-104м, що виконані за типовими схемами головних ланцюгів.

РП напругою 10 кВ вводу та перетворювального агрегату обладнують вакуумними вимикачами типу ВВЭ-М-10-630, трансформаторами струму для підключення комплектів захисту, вимірювальних приладів і пристроїв обліку енергії.

При децентралізованій системі електропостачання метрополітену підстанції розміщують, як правило, біля кожної пасажирської станції в місцях докладання максимальних тягових навантажень.

В цілому, метрополітен, як приймач електричної енергії відноситься до споживачів I категорії, перерву електропостачання яких може викликати небезпека для життя людей, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства та ін.

Цим визначаються вимоги до системи зовнішнього електропостачання тягових підстанцій метрополітенів, схемами живлення і захисту тягової мережі, використання пожежо- та вибухобезпечного обладнання, що мають високі показники надійності. Перерва в електропостачанні споживачів допускається лише на час, необхідний диспетчеру для включень або перемикань у розподільних пристроях напругою 6–10 кВ підстанцій за системою телекерування або автоматичного вводу резервного живлення.

2.3 Особливості роботи тягових мереж міського електротранспорту

Тягове живлення мереж електропостачання міського електротранспорту являє собою частину системи електропостачання, що служить для передачі електричної енергії від шин тягової підстанції напругою 6 – 10 кВ до рухомого складу (рис. 2.7).

За живильними лініями позитивної і негативної полярності електроенергія подається в контактні дроти трамвая або контактні дроти тролейбуса.

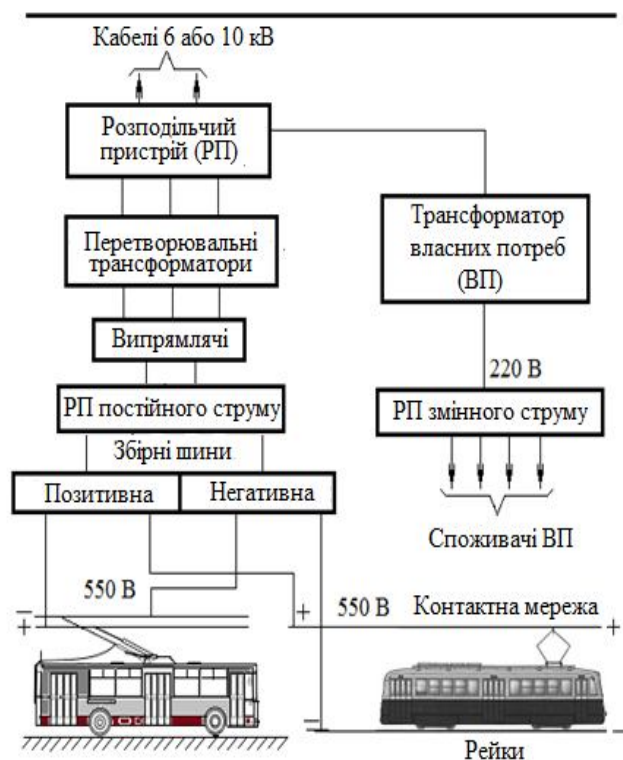


Рисунок 2.7 – Система електропостачання електротранспорту

Рухомий склад трамваїв та тролейбусів отримує електроенергію через контакт струмоприймачів з контактним дротом. У трамваї другий контакт здійснюється через колісні пари і рейки. Таким чином, утворюється контактна мережа.

Елементи тягового електропостачання складають у сукупності тягову мережу, яка є різновидом електричних розподільних мереж, що включає в себе контактну мережу, яка живить кабельні або повітряні лінії, рейкову мережу (для трамваю і метро).

Робота тягових мереж міського електротранспорту відрізняється від роботи інших систем електропостачання рядом істотних особливостей. Наприклад, для трамвая і тролейбуса у відповідності з ГОСТ – 6962 встановлено номінальна напруга 600 В. З допустимими відхиленнями на струмоприймачі електрорухомого складу встановлено номінальна напруга як у найбільших значеннях до 700 В, так і в найменших – 400 В.

Тягові навантаження міського електротранспорту постійно змінюються в дуже широких межах за часом і місцем з'єднання з контактною мережею. Під час гальмування тягові двигуни (ТЕД) рухомого складу можуть бути переведені в генераторний режим і віддавати електричну енергію в контактну мережу, здійснюючи рекуперацію.

Контактною мережею називається сукупність усіх пристроїв, включаючи контактну підвіску, що підтримують її опори і конструкції, підсилюють дроти, тросову систему, арматуру і спецчастини, що призначені для підведення електричної енергії до рухомого складу через безпосередній контакт з його струмоприймачем (рис. 2.8).

Контактна мережа поділяється на електрично ізольовані один від одного ділянки, так звані секції контактної мережі, які відокремлюються на кордонах секційними ізоляторами і мають повітряний проміжок, а також застосовуються для гасіння електричної дуги.

Кожній секції присвоюється номер або назва. У середині секції також можуть бути секційні ізолятори, які називаються проміжними і використовуються для оперативних перемикачів при перерозподілі навантаження. У нормальному режимі роботи вони шунтуються електричними перемичками.

З'єднання або поділ суміжних секцій контактної мережі здійснюється секційними роз'єднувачами або вимикачами. Комутація секцій контактної мережі роз'єднувачами може виконуватися тільки при відсутності струмів тягового навантаження або короткого замикання.

Для забезпечення двостороннього живлення секцій контактної мережі необхідно, щоб фаза напруги, що подається від суміжних підстанцій, до кінців секції збігалася. Для цієї мети використовують трансформатори 11-ї та 1-ї груп сполучення обмоток.

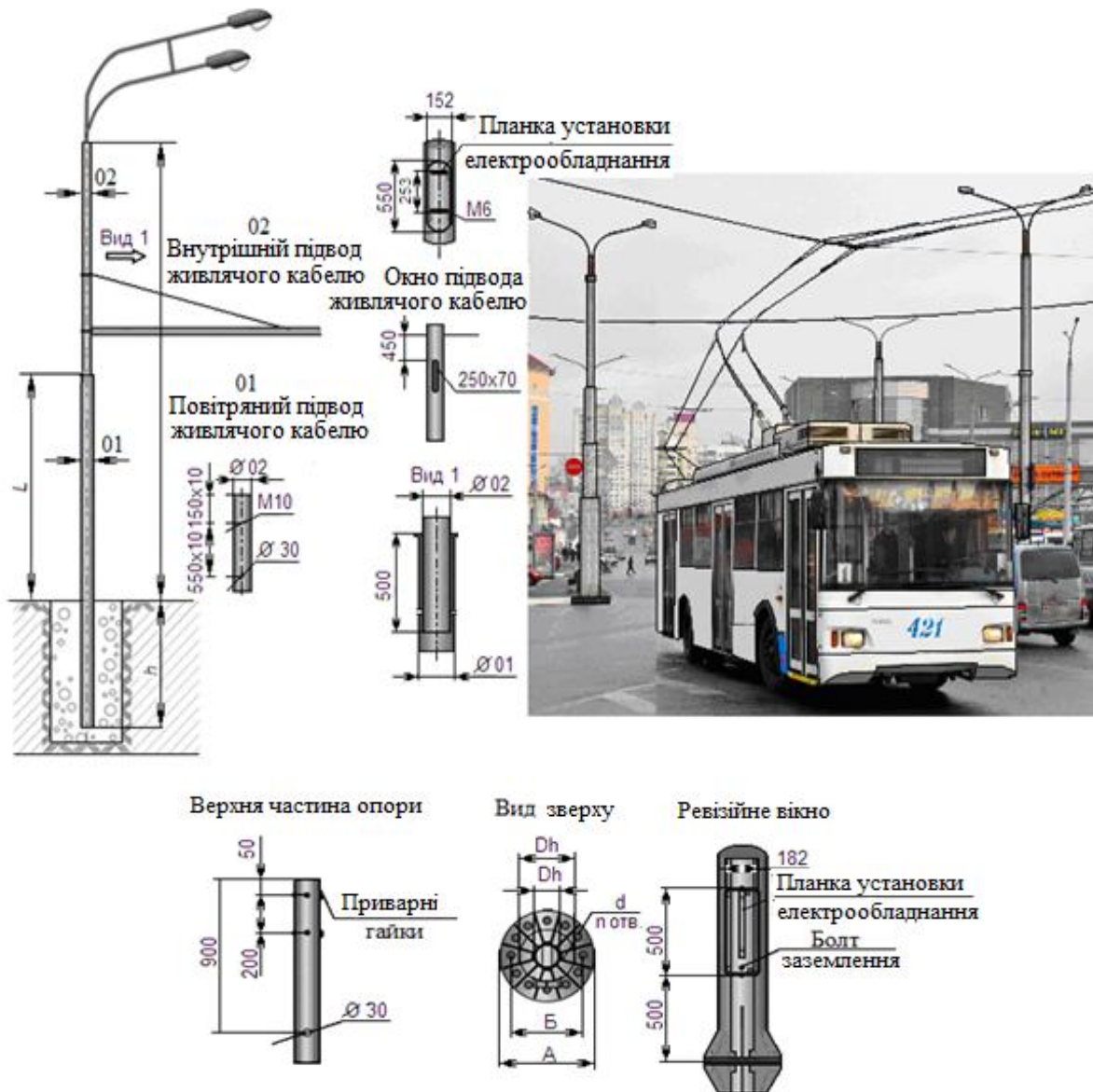


Рисунок 2.8 – Контактна мережа тролейбуса та основні її елементи

Система живлення контактної мережі децентралізована. Живлення секційонованих ділянок одnobічне.

Підвіска дротів контактної мережі може бути проста, поперечно-ланцюгова, поздовжньо-ланцюгова. Також є ділянки з вантажною компенсацією.

Пристрої автоматизованого контролю натягу, зносу, обриву і перегріву контактного дроту відсутні.

Електричні схеми живлення секцій контактної мережі повинні забезпечувати необхідний рівень надійності живлення рухомого складу і прийнятні енергетичні показники. Контактна мережа, будучи найбільш відповідальним елементом системи електропостачання, по своєму пристрою не має резерву у вигляді дублюючих пристроїв, а обслуговування її ускладнене потоками електротранспорту і пішоходів, особливо в умовах інтенсивного руху.

Тому до влаштування контактної мережі пред'являються високі вимоги, а монтаж та ремонтні роботи повинні виконуватися професійно, тому що пошкодження якогось її елемента може вивести з роботи велику ділянку мережі і дезорганізувати рух не тільки трамвая або тролейбуса, але і іншого транспорту.

За ступенем надійності живлення електричний транспорт відноситься до першої категорії споживачів, для яких перерва живлення допускається лише на час автоматичного включення резерву. Проте повною мірою зазначена умова не може бути виконана, тому що контактна мережа є елементом тягової мережі, який не резервується.

Таким чином, тягові підстанції (починаючи зі входних шин), контактна і рейкова мережа, живлять також відсмоктуючі лінії, що утворюють вторинне електропостачання міського електричного транспорту.

2.4 Матеріали, що використовуються в тягових мережах та їх характеристики

Основним елементом контактної мережі є контактні проводи. Матеріал контактних проводів повинен володіти високими механічними та електричними властивостями, а саме: міцністю, знос і термостійкістю, електропровідністю. В якості основного матеріалу використовується твердотянута мідь марки МІ з вмістом домішок не більше 0,1 %, з якої виготовляють фасонні контактні (загальної марки МФ) і фасонні овальні (МФО) проводи. Поряд з мідними проводами використовують також бронзові контактні проводи (типу БрФ і БрФО), а також проводи з низьколегованої міді (загальних марок НлФ і НлФО).

Легуючими елементами є магній, цирконій, олово, кадмій. Їх процентний вміст вказується в розширених позначеннях бронзових дротів і дротів з низьколегованої міді. Наприклад, марка НлЦр0,05Ф-85 позначає дріт фасонний перерізом 85 мм² з низьколегованої міді з вмістом 0,05 % цирконію.

Контактні дроти поділяються за номінальним перерізом і утворюють ряд, наприклад, 65; 85; 100; 120; 150 мм². На наземному міському електро-

транспорті переважно використовують дроти перетином 85 мм^2 , іноді 100 мм^2 . На магістральному транспорті зазвичай використовують дроти перетином 100 мм^2 і більше.

В якості контактних проводів тролейбуса іноді використовують сталє-алюмінієві проводи (біметалічні) типу ПКСА–80/180. До недоліків дротів цього типу слід віднести схильність сталевих їх частин до корозії, що погіршує струмознімання, а також виникає можливість механічного розшарування в процесі експлуатації через відмінності температурних коефіцієнтів лінійного розширення сталевих і алюмінієвих частин.

Точні значення опорів бронзових дротів залежать від вмісту легуючих домішок. Перевищення їх опору в порівнянні з мідними відповідного перерізу може досягати 24 %. Для низьколегованих мідних проводів це перевищення становить близько 4%.

Механічна міцність низьколегованих мідних проводів на 2...3 % перевищує їх міцність. Для них тимчасовий опір розриву при розтягуванні становить $\sigma_p = 370\text{--}350 \text{ МН м}^2$. Великі значення опору розриву відповідають проводам з перерізом 65 мм^2 . Для бронзових дротів опір розриву складає $\sigma_p = 430\text{--}400 \text{ МН м}^2$. Напруги від механічних навантажень розтягування і напруги при натягу контактних дротів у контактних мережах трамваїв і тролейбусів приймають у відповідності зі СНіП 2.05.09.

У процесі експлуатації під дією нагрівання при проходженні струму і розтягуючих зусиль, дроти втрачають свою міцність. В результаті тривалої експлуатації опір розриву і твердість їх можуть знизитися до 80 % початкових значень.

Наприклад, втрата міцності і пружності мідних проводів стає примітним вже при нагріванні їх до 100°C . Особливо це проявляється при збільшенні їх механічного навантаження (розтягнення дроту). Зниження механічної міцності мідного дроту при цій температурі досягає 5 %. У зв'язку з цим необхідний контроль, щоб температура нагрівання мідних контактних дротів не перевищувала 95°C . При нагріванні контактних дротів до $180\text{--}230^\circ\text{C}$ відбувається процес рекристалізації міді, в результаті якого механічні властивості дротів різко знижуються.

Допустима температура низьколегованих і бронзових дротів з урахуванням можливого їх нагрівання протягом усього терміну служби по ДСТУ 2584 становить відповідно 110 і 130°C .

Для запобігання механічного розтягування дроту вище допустимих значень застосовуються контактні підвіски (наприклад, ланцюгові), при яких контактні дроти закріплюються на поздовжніх несучих тросах. Ці

троси можуть бути сталеві оцинковані сталемідні загальної марки ПБСМ (ДСТУ 4775), а також мідні загальної марки М (ДСТУ 839).

При необхідності збільшення електричної провідності контактної підвіски допускається в контактній мережі трамвая використовувати несучий трос з міді або біметалу (ПБСМ).

На міському наземному електротранспорті іноді знаходять застосування дроти, що підсилюють мережу, які використовуються на окремих лініях звичайного і швидкісного трамвая. Такі дроти виготовляють з твердотянутих алюмінієвих дротів з тимчасовим опором розриву розтягування не менше 150 МН/м^2 .

На залізничному транспорті несучий трос використовують як поздовжній провідник, що працює паралельно з контактними проводами. Підсилюючи дроти використовують, в основному, на залізничному транспорті, з'єднуючи їх перемичками з контактними дротами. Зазвичай для цієї мети використовують алюмінієві багатодротові проводи загальної марки А.

Контрольні питання

1. Що є основним завданням системи електропостачання наземного транспорту?
2. Назвати основні частини схеми електропостачання міського транспорту.
3. В яких випадках використовується централізована та децентралізована схеми живлення тягових підстанцій?
4. В яких режимах працює електротранспорт під час його експлуатації?
5. Чим відрізняється автономний транспортний засіб від неавтономного?
6. Перелічити основні переваги трамвая і тролейбуса перед автобусом.
7. Від чого залежить ефективність роботи метрополітену?
8. Як надходить електроенергія для живлення поїздів метро?
9. За рахунок чого здійснюється струмознімання в метро?
10. Які тягові двигуни використовуються в трамваях, тролейбусах, метро?
11. Якою напругою живляться системи постачання трамвая, тролейбуса, метро?

12. Проаналізувати роботу функціональної електричної схеми системи керування міського електротранспорту.
13. Якими видами релейних захистів обладнані перетворювальні агрегати тягової підстанції?
14. Чим здійснюється облік електроенергії на тягових підстанціях?
15. Які лінії використовуються між телекерованими тяговими підстанціями і районами диспетчерськими пунктами?
16. Яку роль виконує процес телемеханізації?
17. Чим визначається об'єм телемеханічної інформації на один контрольний пункт?
18. Від чого передбачено електропостачання споживачів підземних ліній метрополітену?
19. Що застосовують для прийому та розподілу електроенергії на тягових підстанціях метрополітену?
20. До якої категорії відноситься метрополітен, як приймач електричної енергії?
21. Перелічити основні елементи електропостачання міського транспорту.
22. Що називається контактною мережею міського електротранспорту?
23. Що є основним елементом контактної мережі і якими властивостями він повинен володіти?

ЛЕКЦІЯ 3

СХЕМИ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ

- 3.1 Радіальні схеми зовнішнього електропостачання
- 3.2 Магістральні і кільцеві схеми зовнішнього електропостачання
- 3.3 Схеми внутрішнього електропостачання міського транспорту
- 3.4 Фактори, що впливають на роботу електротранспорту та інших пристроїв
- 3.5 Генерування енергії в електричних мережах і компенсація реактивної потужності.

3.1 Радіальні схеми зовнішнього електропостачання

Як було показано раніше тягові підстанції електричного транспорту з'єднуються з джерелом живлення за різними схемами.

Найпоширенішими з них є радіальні, магістральні, кільцеві.

В якості джерел даних схем використовуються знижуючі підстанції енергосистем (рис. 3.1).

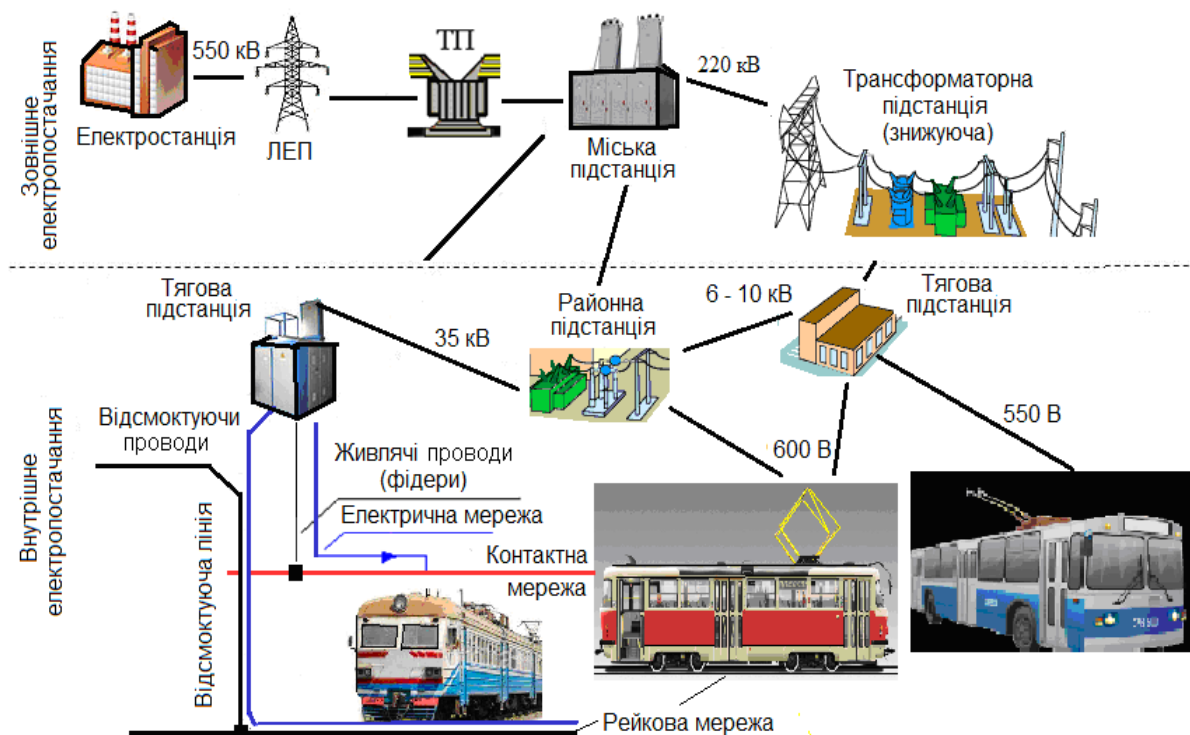


Рисунок 3.1 – Розподіл електричної енергії

Тягові підстанції електричного транспорту також з'єднуються із джерелом живлення за різними схемами.

В якості джерел живлення підстанцій використовуються знижуючі підстанції енергосистем.

Радіальні схеми (рис. 3.2) в залежності від живлення поділяються:

- однопроменеві (рис. 3.2, а);
- з паралельною роботою вводів, що живлять (рис. 3.2, б);
- з роздільною роботою вводів, що живлять (рис. 3.2, в);
- з поодинокими кабелями, що з'єднують тягові підстанції між собою (рис. 3.2, г).

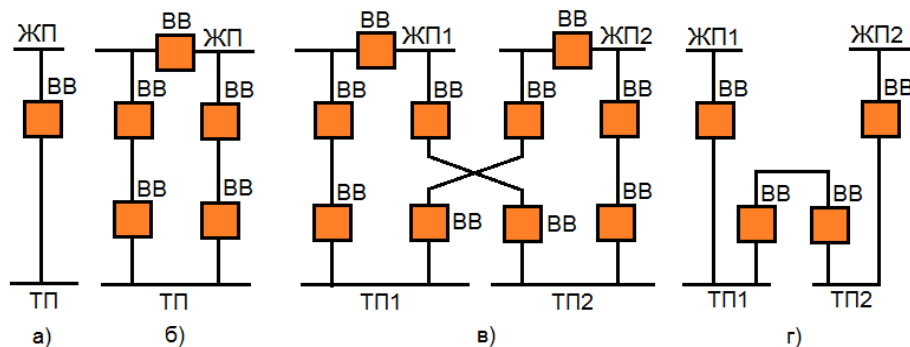


Рисунок 3.2 – Радіальні схеми зовнішнього електропостачання:

ЖП – шини живлячої підстанції; ТП – шини тягової підстанції; ВВ – високовольтні вимикачі; а) однопроменева схема; б) схема з паралельною роботою вводів, що живлять; в) схема з роздільною роботою вводів, що живлять, г) схема з поодинокими з'єднувальними кабелями тягових підстанцій між собою

При використанні радіальної *однопроменевої схеми* (див. рис. 3.2, а) тягова підстанція (ТП) отримує живлення по одному кабелю від однієї живильної підстанції (ЖП). Порушення електропостачання тягової підстанції буде пов'язано як з пошкодженнями при вводі, так і з виходом з ладу самого джерела живлення. Однак поєднання такої схеми зовнішнього електропостачання з децентралізованим принципом внутрішнього електропостачання при одноагрегатних ТП дозволяє отримати систему електропостачання МЕТ з досить високим ступенем надійності, тому що одночасний вихід з ладу двох суміжних ТП практично неможливе.

Ймовірність раптової відмови однієї підстанції становить $4,2 \cdot 10^{-4}$. Ймовірність одночасної відмови двох суміжних підстанцій дорівнює 10^{-4} . Радіальна однопроменева схема має спрощений (без вимикачів високої напруги) розподільчий пристрій 6; 10 кВ, що знижує вартість цього варіанту.

На довгих вильотних лініях при наявності ряду знижувальних підстанцій, розташованих вздовж транспортної лінії, застосування радіальної од-

нопроменевої схеми дозволяє скоротити довжину кабелів змінного струму. Техніко-економічні показники цієї схеми конкурентоспроможні з показниками інших нижче розглянутих варіантів також завдяки зменшенню вартості кабельної мережі постійного струму.

У схемі з *паралельною роботою вводів* (див. рис. 3.2, б) живлення ТП здійснюється від однієї ЖП, шини якої секціоновані. При пошкодженнях на одній із секцій ЖП або на лінії, що живить цю секцію, електропостачання ТП буде відбуватися від непошкодженій секції ЖП, що залишилася в роботі. Якщо виходить з ладу ЖП, то тягова підстанція втрачає живлення повністю.

Більш високим ступенем надійності володіє схема з роздільною роботою вводів (див. рис. 3.1, в), тому що ТП має два незалежних джерела живлення ЖП1 та ЖП2 і при виході з ладу одного з них електропостачання ТП не припиняється.

Схема з поодинокими з'єднувальними кабелями між ТП1 та ТП2 (див. рис. 3.1, г) дозволяє живити кожну ТП від двох незалежних джерел живлення ЖП1 і ЖП2, чим забезпечується досить високий ступінь надійності схеми. При виході з ладу однієї з ЖП, здійснюється транзитне електропостачання ТП через ЖП, що залишилася в роботі, по кабелю, що з'єднує підстанції.

При високому ступені надійності електропостачання схем, що зображені на рисунках 3.1, в і 3.1, г, остання має менше захисної апаратури і меншу довжину кабелів змінного струму. Обидві ці схеми рекомендуються для живлення потужних багатоагрегатних ТП, які забезпечують електропостачання розгалуженої тягової мережі.

Як правило, радіальні схеми зовнішнього електропостачання (за винятком однопроменевої) застосовуються при централізованому способі внутрішнього електропостачання.

3.2 Магістральні і кільцеві схеми зовнішнього електропостачання

Магістральні схеми (рис. 3.3) доцільно використовувати в тих випадках, коли ТП розташовані уздовж лінії шляху. Тягові підстанції, що мають зв'язок з живильними підстанціями, називаються головними (див. рис. 3.3 – ТП1 і ТП4). Інші тягові підстанції в ланцюзі називаються проміжними (див. рис. 3.2 – ТП2 і ТП3). Головні підстанції з проміжними і проміжні між собою з'єднані кабелями.

Якщо порівняти радіальні схеми з роздільною роботою вводів і з кабелями між ТП (див. рис. 3.2, в, г) з магістральною схемою (див. рис. 3.3, а), то вони рівноцінні по надійності з точки зору пошкодження вводів або виходу з ладу джерела живлення.

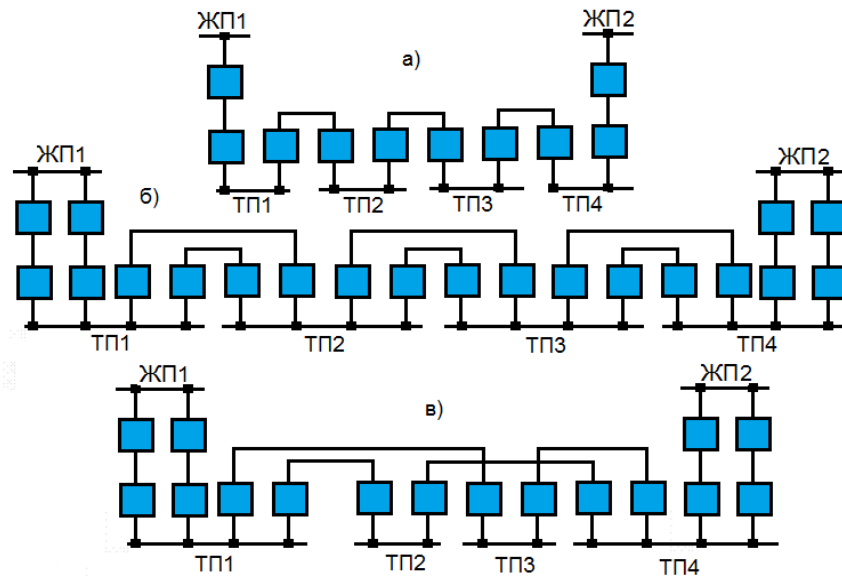


Рисунок 3.3 – Магістральні схеми зовнішнього електропостачання:
а) з одним вводом з поодинокими з'єднувальними кабелями між ТП;
б), в) – з двома вводами і попарно з'єднувальними кабелями між ТП

Але пошкодження в згаданих радіальних схемах призводять до перерви електропостачання однієї тягової підстанції (максимум – двох), тоді як при магістральній схемі такі ж пошкодження позбавляють живлення весь ланцюг ТП.

Однак магістральна схема має меншу вартість, ніж радіальна (при живленні однакової кількості ТП), внаслідок зменшення довжини кабелів змінного струму і скорочення захисної апаратури високої напруги.

Для підвищення надійності магістральної схеми (див. рис. 3.3, а) її можна виконати з двома вводами і з попарно з'єднувальними кабелями (рис. 3.3, б). Але це здорожує схему, тому що збільшуються довжина кабелів змінного струму і кількість вимикачів високої напруги. Вартість схеми можна знизити при збереженні високого ступеня надійності, якщо її виконати, як показано на рисунку 3.3, в.

Для електропостачання МЕТ застосовується перша з розглянутих магістральних схем (див. рис. 3.3, а), а дві наступні знайшли застосування для зовнішнього електропостачання магістрального транспорту постійного струму та метрополітену.

Кількість ТП, які отримують живлення від одного джерела живлення, визначається потужністю джерела, потужністю ТП і пропускнуою здатністю головного кабелю. При декількох ТП в групі живильна підстанція повинна бути досить потужною, тому що живлення магістральних схем зовнішнього електропостачання здійснюється від потужних трансформаторних підстанцій енергосистем.

Магістральні схеми використовуються для живлення вильотних транспортних ліній, якщо вони знаходяться в зоні слаборозвиненої мережі енергосистеми. В окремих випадках виявляється доцільним поєднання магістральної та радіальної однопроменевих схем, що використовуються для електропостачання МЕТ.

Кільцеві схеми (рис. 3.4) доцільно застосовувати в тих випадках, коли дві тягові підстанції однієї групи знаходяться поблизу джерела живлення, потужність якого визначається потужністю всіх приєднаних до нього тягових підстанцій. Порівняння кільцевої схеми з радіальною (див. рис. 3.2, б) свідчить на користь кільцевої, тому що при живленні однієї і тої ж кількості ТП кільцева схема має меншу вартість через скорочення кількості захисної апаратури високої напруги та зменшення довжини кабелів змінного струму.

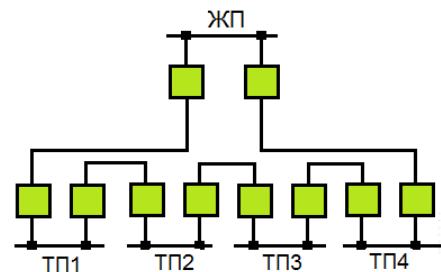


Рисунок 3.4 – Кільцева схема зовнішнього електропостачання

При виході з ладу джерела живлення (живильної підстанції ЖП) в кільцевій схемі переривається електропостачання всієї групи ТП, а в радіальній – однієї ТП. Це дозволяє зробити висновок про дещо меншій надійності кільцевої схеми порівняно з радіальною (див. рис. 3.2, б), хоча ступінь надійності цих варіантів з точки зору виходу з ладу вводу або ЖП однакова. Кільцева схема поступається в надійності радіальним схемам з роздільною роботою введів (див. рис. 3.2, в) і з використанням сполучених кабелів між ТП (див. рис. 3.2, г). Так само як і магістральні, кільцеві схеми використовуються в основному при децентралізованому живленні контактної мережі.

Переріз введів ТП з боку змінного струму визначається тривало допустимим струмом підстанції у вимушеному режимі. Для магістральних схем це режим, коли один з джерел живлення вимкнено, а весь ланцюг ТП отримує живлення від джерела, що залишився в роботі. Вибраний переріз введів перевіряється на термічну стійкість в режимі короткого замикання.

При виборі схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання МЕТ враховуються багато факторів: технічні та економічні вимоги, конкретні місцеві умови. Для остаточного вибору схеми електропостачання необхідно провести техніко-економічний аналіз конкурентоспроможних варіантів при дотриманні вимог, що пред'являються до системи в цілому.

3.3 Схеми внутрішнього електропостачання міського транспорту

Як вже зазначалося раніше контактна мережа електричного транспорту секціонується по своїй довжині, тобто поділяється на ряд ізольованих ділянок (секцій) за допомогою спеціальних секціонуючих пристроїв, які забезпечують безперешкодний прохід струмоприймача ЕПС.

Секціонування мережі дозволяє відключати в аварійних режимах та при проведенні ремонтних робіт тільки невелику ділянку контактної мережі, не порушуючи електропостачання всього шляху. Правильно обрані схеми живлення і секціонування контактної мережі підвищують її надійність.

На міському електричному транспорті в якості секціонованого пристрою застосовується секційний ізолятор (СІ) з дугогасінням. На магістральному транспорті секціонованим пристроєм служать ізолюючі сполучення і нейтральні вставки. Рейкова мережа не секціонується щоб уникнути утворення на рейках небезпечної різниці потенціалів. Основні схеми внутрішнього електропостачання ЕПС представлені на рисунку 3.5.

Ці схеми ілюструють електропостачання двоколіїної ділянки шляху довжиною L , км (рух вперед - назад).

Контактна мережа (КМ) секціонована секційними ізоляторами СІ (на магістральному транспорті — ізолюючими сполученнями) і захищена швидкодіючими автоматичними вимикачами ШВ, встановленими на тягових підстанціях ТП1 і ТП2 (рейкова мережа не показана).

На двоколіїних ділянках контактна мережа обох шляхів може:

- не мати з'єднань між собою (рис. 3.5, а, в);
- мати з'єднання в одній точці (рис. 3.5, г);
- мати з'єднання в декількох точках (рис. 3.5, б, д).

Секція контактної мережі може мати:

- одностороннє (консольне) живлення (рис. 3.5, а, б);
- двостороннє живлення (рис. 3.5, в, г, д).

ЕПС на ділянці з одностороннім живленням (рис. 3.5, а) отримує енергію завжди з однієї живильної лінії (при роздільному живленні контактної мережі обох шляхів). В разі пошкодження лінії живлення або однієї з сек-

цій контактної мережі у схемі виходить з ладу мінімальна ділянка мережі одного напрямку. При пошкодженні ТП знеструмлюється ділянка довжиною $L/2$ обох напрямків.

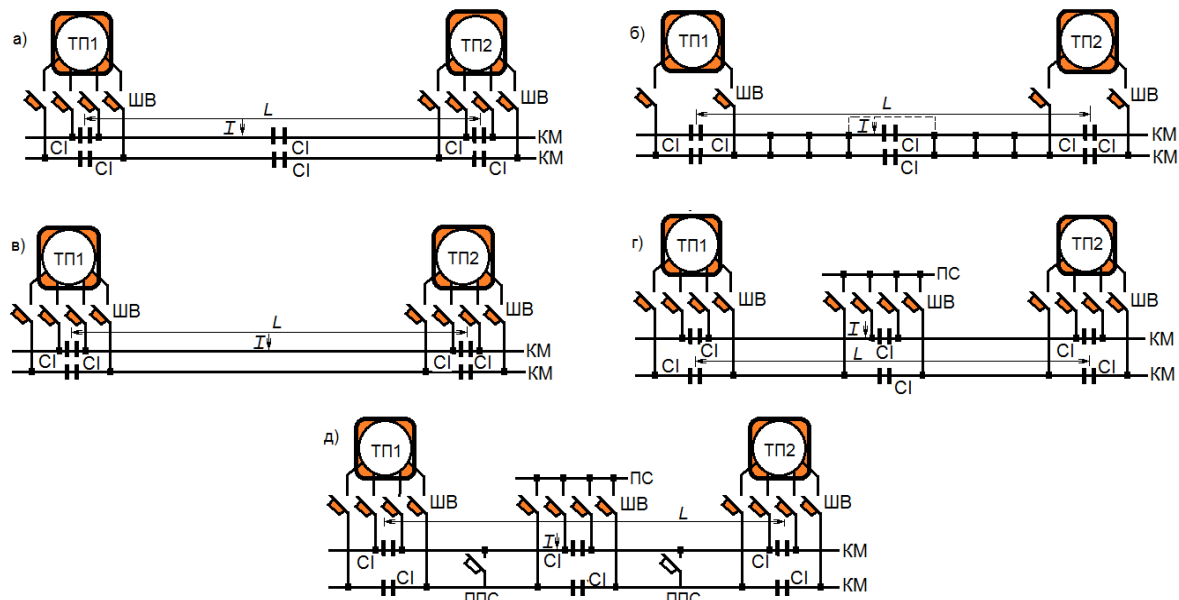


Рисунок 3.5 – Електричні схеми внутрішнього електропостачання міського електротранспорту: а,в) схема роздільного живлення шляхів; б, д) схема паралельного з'єднання шляхів; г) схема з постом секціонування ПС

У схемі консольного живлення при паралельній роботі контактної мережі обох шляхів (рис. 3.5, б) від однієї лінії живлення ТП отримують енергію дві секції шляхів обох напрямків.

У цій схемі в порівнянні з попередньою схемою менше захисної апаратури. Втрати потужності при знаходженні ЕРС в кінці секції зменшуються в 2 рази в порівнянні з попередньою схемою. При короткому замиканні на секції виходять з ладу обидві ділянки мережі: пряма і зворотна, електропостачання яких здійснюється з однієї живильної лінії від однієї ТП.

При виході з ладу ТП проводяться додаткові роботи на контактній мережі (КМ) при замиканні закоротко нормально розімкнутого секційного ізолятора. В цьому випадку ділянка довжиною L буде споживати енергію від ТП, що залишилася в роботі, яка має резерв потужності. Незважаючи на це, Така схема знайшла широке застосування на міському транспорті, оскільки при пошкодженні живильної лінії виходить з ладу секція КМ тільки одного напрямку. При цьому, відповідно, неможливо організувати нормальний рух в обох напрямках по лінії КМ, що залишилася в роботі. Також використання такої схеми зменшує втрати потужності в КМ.

У схемі двостороннього живлення ділянки мережі при роздільній роботі шляхів обох напрямків (рис. 3.5, в) струм до ЕРС надходить з двох сторін протягом усього часу перебування на ділянці. Тобто підстанції і КМ навантажуються більш рівномірно з розподілом часу, ніж у випадку однобічного живлення. При зменшенні нерівномірності навантаження зменшуються втрати потужності в лінії, нагрів проводів і трансформаторів за умови порівнянної напруги на підстанціях ТП.

ЕРС, що знаходиться в середині ділянки, буде отримувати живлення за двома паралельними шляхами довжиною $L/2$ від двох джерел, а тому втрати потужності в мережі в 2 рази менше, ніж у схемі рисунку 3.5, а, і в 4 рази менше, ніж у варіанті схеми одностороннього живлення консольної ділянки довжиною L (див. рис. 3.5, а,б) при роздільній роботі шляхів.

При виході з ладу живильної лінії та ТП електропостачання всієї ділянки не припиняється, і буде здійснюватися від іншої ТП, що живить цю ділянку мережі.

При КЗ в тяговій мережі одного напрямку захист на лінії відключає всю ділянку довжиною L цього напрямку. В схемі консольного живлення (див. рис. 3.5, а) відключається в цьому випадку ділянка $L/2$).

При КЗ в тяговій мережі поблизу ТП струм КЗ може виявитися менше уставки спрацьовування по струму швидкодіючого вимикача, розташованого на живильній лінії іншої підстанції, що живить місце аварії. Тому для ліквідації аварії необхідно передбачати спеціальні заходи захисту від малих струмів КЗ.

Пост секціонування (ПС) встановлюється приблизно в середині ділянки між двома ТП, що живлять цю ділянку (див. рис. 3.5, г). Через роз'єднувачі та вимикачі, (які замкнуті в нормальному режимі), що знаходяться на посту з'єднується між собою КМ обох напрямків. Ця схема двостороннього живлення об'єднує в собі переваги трьох раніше розглянутих схем.

По – перше, при КЗ струм секції КМ, тільки пошкоджені лінії довжиною $L/2$ одного напрямку, відключається відповідними вимикачами поста секціонування і живильної лінії.

По – друге, при виході з ладу однієї ТП живлення всієї ділянки зберігається від іншої, яка залишилася в роботі.

По – третє, порівняно з раніше розглянутими схемами втрати потужності, у даній схемі вони найменші.

По – четверте, схема двостороннього живлення з постом секціонування більш чутлива до малих струмів КЗ у порівнянні зі схемою рисунок 3.4,

тому що у 2 рази зменшується зона дії між швидкодіючими вимикачами (при одній і тій же довжині ділянки між ТП).

До недоліків схеми слід віднести збільшення капітальних витрат на установку поста секціонування і додаткової захисної апаратури.

На магістральному транспорті паралельне з'єднання шляхів здійснюється на пунктах паралельного з'єднання (ППЗ, на рис. 3.5, д). Коли пошкоджується КМ одного шляху, пункти паралельного з'єднання автоматично роз'єднують контактні підвіски, дозволяючи неушкодженим шляхам залишатися в роботі.

Для транспортних ліній МЕТ при одноколійному русі застосовуються схеми одностороннього (рис. 3.6, а, б) і двостороннього живлення (рис. 3.5, в) при нормально замкнутому секційному ізоляторі. При розташуванні живлячого пункту на середині ділянки (рис. 3.6, а) зменшуються втрати на пруги та енергії. Але тоді сусідні секції КМ будуть отримувати енергію по довгих кабелях (показані штриховими лініями) або від сусідньої ТП.

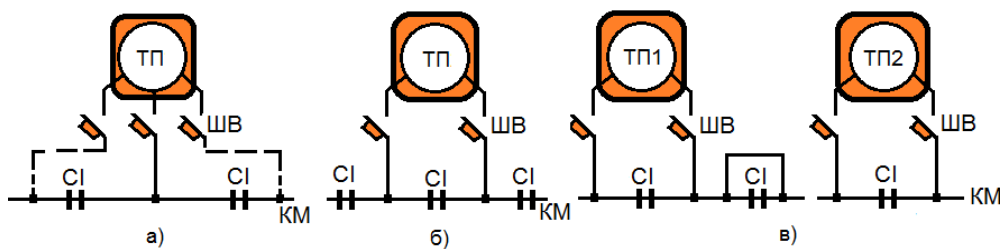


Рисунок 3.6 – Схеми внутрішнього електропостачання одноколіїної ділянки

Живлячі лінії можуть бути приєднані до КМ безпосередньо біля секційного ізолятора (СІ) (рис. 3.6, б).

У цьому випадку, при виході з ладу однієї живильної лінії, електропостачання обох секцій може бути забезпечено при замиканні закоротко СІ.

Живлення всіх розглянутих вище схем внутрішнього електропостачання може бути віднесено до одного з двох основних принципів: централізованому або децентралізованому.

При *централізованому способі* електропостачання (рис. 3.7, а) потужна ТП живить декілька секцій розгалуженої транспортної мережі, в тому числі і тих, що знаходяться на значній відстані від підстанції.

Як правило, це підстанція з обслуговуючим персоналом, де необхідний ступінь надійності забезпечується наявністю резервних перетворювальних агрегатів, тобто резервування здійснюється за кількістю пристроїв.

При такому способі електропостачання кожна ТП здійснює автономне живлення тягової мережі без автоматичного розвантаження сусідніми підстанціями.

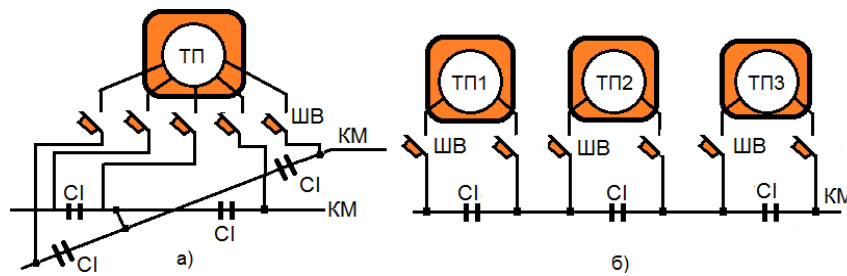


Рисунок 3.7 – Схеми внутрішнього централізованого (а) і децентралізованого (б) способів електропостачання електротранспорту

При *децентралізованому способі* електропостачання (рис. 3.7, б) кожна секція КМ отримує живлення від двох сусідніх ТП, розташованих поблизу СІ. При виході з ладу однієї підстанції її навантаження беруть на себе сусідні підстанції, які мають певний резерв потужності. Це повне взаємне резервування тягових підстанцій по КМ здійснюється без перемикачів.

Децентралізоване живлення дозволяє зменшити відстань між підстанціями, що знижує втрати напруги та енергії на лінії. Тягові підстанції при такому способі живлення, як правило, мають невелику потужність, є одноагрегатні, автоматизовані (без чергового персоналу) і вартість їх відносно невелика.

На практиці при реалізації принципу децентралізованого електропостачання може виникнути необхідність створення потужних опорних підстанцій у найбільш напружених транспортних вузлах. Ці багатоагрегатні підстанції виконуються за модульним (блочному) принципом. В якості модуля використовується одноагрегатна ТП, яка є основою децентралізованої системи. Це дозволяє уніфікувати основне обладнання, що полегшує його експлуатацію і обслуговування.

У реальних системах електропостачання можливі поєднання централізованого і децентралізованого способів живлення.

Для промислового наземного транспорту, як правило, характерні схеми магістрального транспорту, а для промислового підземного транспорту застосовують схеми живлення трамвайно-тролейбусних мереж.

3.4 Фактори, що впливають на роботу електротранспорту та інших пристроїв

Вплив живлячої напруги.

Робота будь-якої електричної системи або установки залежить від значення і форми живлячої напруги.

Наприклад, на виході випрямних агрегатів тягової підстанції напруга пульсуюча і значення пульсацій визначається багатьма факторами, наприклад, такими як схемою перетворювальної установки, параметрами згладжуючих фільтрів і тощо.

Середня швидкість руху ЕРС за певний період часу визначається середнім значенням напруги на струмоприймачі за цей період.

Різкі зниження напруги в тяговій мережі практично не небезпечні для тягових двигунів (ТЕД), що працюють у режимі тяги. Але при роботі ТЕД в режимі рекуперації різке зниження напруги в мережі призводить до збільшення генераторного струму ТЕД, що може призвести до несвоєчасного спрацьовування захисту на ЕПС, а також до поштовху гальмівного зусилля або до повного припинення гальмівного ефекту.

Різке підвищення напруги мережі викликають у двигунах, що працюють в режимі тяги, різкі кидки струму і сили тяги, які можуть призвести до їх пошкодження, боксуванню коліс, обриву зчіпних пристроїв ЕРС. В режимі рекуперації наслідком різкого підвищення напруги є скидання навантаження двигунів. В результаті чого зменшується гальмівна сила ЕРС, що може призвести до безпеки руху.

На ділянках, найбільш віддалених від ТП, може мати місце тривале зниження напруги тягової мережі. Це призведе до зниження середньої швидкості ЕРС, які знаходяться на цих ділянках, що викликає скорочення відстаней між попутними ЕРС. В результаті відбувається скупчення ЕРС на ділянках, що призводить до збільшення навантаження і, як наслідок, до подальшого зниження напруги.

На міському електротранспорті режим ведення ЕРС передбачає використання вибігу перед початком гальмування у зупинок. При тривалому зниженні напруги в тяговій мережі, водій, зберігаючи колишню швидкість, збільшує час руху під струмом, скорочуючи вибіг. При цьому не відбувається згущення ЕРС на ділянці, тому що швидкість не зменшується, але збільшується загальне навантаження ділянки через збільшення струму ЕРС. Це є наслідком подальшого зниження напруги в мережі, що, в свою чергу, ще більше призводить до скорочення часу вибігу.

Зниження рівня напруги в тяговій мережі призводить до більш інтенсивного нагрівання ТЕД через збільшення струму (якщо зберігається колишня швидкість), тому що при цьому умови вентиляції залишаються на колишньому рівні і відбувається їх подальше погіршення.

Несприятливо також позначається зниження напруги в тяговій мережі на роботі компресорів. При цьому відбувається їх нагрівання через зміни режиму роботи.

Зниження напруги також впливає на якість роботи освітлювальних приладів і апаратури ЕРС.

Зниження напруги в тяговій мережі призводить до збільшення питомої витрати енергії на струмоприймачі ЕРС, оскільки при цьому зростають втрати і зменшується ККД.

Вплив тягових мереж на лінії зв'язку.

У міському електротранспорті використовується реостатно-контакторне і тиристорне керування, яке має великі переваги, але володіє і недоліками. Основним з них є негативний вплив на ЕРС та лінії зв'язку, а також на систему сигналізації, централізації та блокування. Цей вплив зумовлений наявністю в тяговій мережі вищих гармонік, викликаних роботою пристроїв тиристорного керування, тому що вхідний струм статичних тиристорних перетворювачів є пульсуючим. Таким чином, при цьому необхідно застосовувати заходи захисту від впливу вищих гармонік.

Тягова мережа електротранспорту чинить негативний вплив на радіозв'язок і радіомовлення. При цьому між контактним дротом і струмоприймачем ЕРС виникає іскріння, яке може викликатися перериванням струму під час порушення контакту, іскрінням на колекторі ТЕД, різкими змінами струму при розмиканні силових ланцюгів в контролерах і контакторах.

Іскріння супроводжується електромагнітним випромінюванням безперервного спектру частот, що охоплює майже весь їх діапазон, який використовується у радіозв'язку. Радіоперешкоди від іскріння на струмоприймачі більш інтенсивні, коли ТЕД відключені, а навантаження ЕРС обумовлено увімкненими світловими приладами і апаратурою власних потреб.

При працюючих ТЕД радіоперешкоди менше, внаслідок збільшення індуктивності коливального контуру, що призводить до зниження частоти електромагнітних коливань.

Рейковий електричний транспорт використовує в якості одного з провідників тягової мережі ходові рейки, які неможливо ізолювати від землі. Тому частина струму відгалужується від рейок в землю, що призводить до виникнення «блукаючих струмів», які протікаючи по підземних металевих спорудах, викликають їх нагрівання і електролітичну корозію.

Основними джерелами блукаючих струмів у землі, що впливають на підземні металеві споруди, є електрифіковані залізниці (магістральні та

приміській), трамваї, промисловий, кар'єрний і рудниковий транспорт.

Тягова підстанція отримує живлення від енергосистеми і через живильну лінію струм надходить в контактний дріт, з якого через струмоприймач він проходить до тягового електродвигуна. Потім, струм, пройшовши через колеса, по рейках повертається на тягову підстанцію (рис. 3.8).

Тому що рейковий шлях не ізолюваний від землі, то він виявляється джерелом блукаючого струму. Розтікаючись у землі і зустрічаючи на своєму шляху металеві споруди (у вигляді водо- або газопроводу, труб каналізації, оболонки кабелю тощо), питомий опір яких набагато менше питомого опору землі, блукаючі струми створюють катодну зону. Через деякий час блукаючі струми, що виходять з підземної споруди в землю, створюючи при цьому анодну зону, і через неї знову надходять в рейку і далі по відсмоктуючій лінії на підстанцію.

Якщо блукаючий струм пройде один раз, то він не принесе ніяких руйнувань підземного металевого спорудження, але у випадках постійного його виток (трамвай, залізничні потяги тощо), метал підземних споруд поступово буде піддаватися корозії.

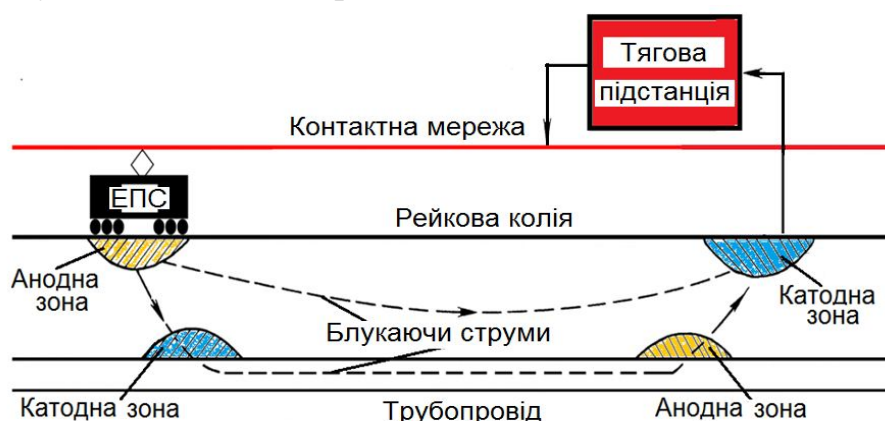


Рисунок 3.8 – Розподіл блукаючих струмів

На електрифікованій залізниці на рейках анодна зона переміщається разом з електровозом, а катодна зона розташована біля ТП.

Більш детально про явище «блукаючих струми» буде розглянуто в наступних розділах.

3.5 Генерування енергії в електричних мережах і компенсація реактивної потужності

Одним з основних питань, які розглядаються як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації систем електропостачання, є питання про компенсацію реактивної потужності, що включає вибір доцільних джерел

електричної енергії, розрахунок та регулювання їх потужності і розміщення в системі електропостачання.

Реактивна потужність Q – це величина, що характеризує навантаження, які створюються в електротехнічних пристроях коливаннями енергії електромагнітного поля в ланцюзі змінного струму. Реактивна потужність пов'язана з повною потужністю S і активною потужністю P (рис. 3.9) та вимірюється у варах.

Реактивна потужність, споживана в електричних мережах, викликає додаткові активні втрати (на покриття яких витрачається енергія на електростанціях) і втрати напруги, що погіршує умови його регулювання.

У деяких електричних установках реактивна потужність може бути значно більше активної потужності. Це призводить до появи великих реактивних струмів і викликає перевантаження джерел струму. Для усунення перевантажень і підвищення коефіцієнта потужності електричних установок здійснюється компенсація реактивної потужності.

Кількісні та якісні зміни, що відбуваються в системі електропостачання транспорту за останні роки, надають цьому питанню особливу значимість. При виборі оптимального варіанту зменшення впливу реактивної потужності слід виходити з техніко-економічних розрахунків, заснованих на системному підході. Це означає, що такий варіант повинен відповідати інтересам як електропостачальних систем, так і споживачів електричної енергії

Приймачі електричної енергії, які приєднані до електричних мереж, створюють в них активні і реактивні навантаження, в результаті чого повна потужність:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (3.1)$$

коефіцієнт потужності:

$$\cos\varphi = P / S; \quad (3.2)$$

активна и реактивна потужність:

$$P = S \cos\varphi; \quad Q = S \sin\varphi. \quad (3.3)$$

З точки зору генерації і споживання електричної енергії між реактивною та активною потужностями існують значні відмінності.

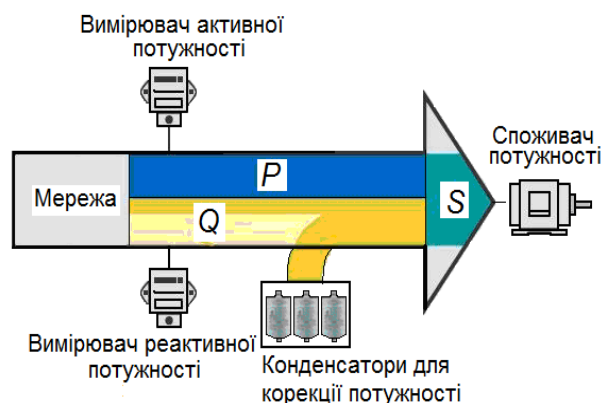


Рисунок 3.9 – Розподіл потужностей в системі

Активна потужність генерується електростанціями і споживається приймачами електричної енергії, такими як асинхронні двигуни, трансформатори, повітряні лінії, які одночасно є споживачами реактивної потужності.

Реактивна потужність виробляється: генераторами електростанцій, синхронними компенсаторами, синхронними двигунами, батареями конденсаторів, тиристорними джерелами реактивної потужності і ЛЕП.

З приймачів електричної енергії трифазні асинхронні двигуни споживають 65–70 % всієї реактивної потужності, наприклад, підприємства; трифазні трансформатори системи електропостачання – близько 15–25 %; повітряні лінії, індукційні печі, реактори, люмінесцентні лампи та інші приймачі електричної енергії – 5–10 %.

Концентрація виробництва реактивної потужності у багатьох випадках економічно недоцільне з наступних причин:

1. При передачі значної реактивної потужності виникають додаткові втрати активної потужності та електричної енергії у всіх елементах системи електропостачання, які обумовлені завантаженням їх реактивною потужністю.

Загальні втрати активної потужності становлять:

$$\Delta P = \Delta P_{ad} + \Delta P_{Qcalc}, \quad (3.4)$$

де ΔP_{ad} – втрати активної потужності в елементах системи електропостачання;

ΔP_{Qcalc} – розрахункові втрати, що обумовлені реактивною потужністю.

2. Виникають додаткові втрати напруги, які особливо існували в мережах районного значення, тобто

$$\Delta U = \Delta U_P + \Delta U_{Qcalc}, \quad (3.5)$$

де ΔU_P – втрати напруги, які зумовлені активною потужністю;

ΔU_{Qcalc} – втрати напруги, які обумовлені реактивною потужністю.

3. Завантаження реактивною потужністю систем електропостачання і трансформаторів зменшує їх пропускну здатність і вимагає збільшення перерізів проводів повітряних і кабельних ліній.

Все більшу частку в обсязі сумарних навантажень (наприклад, при використанні вентильних перетворювачів для електроприводів постійного і змінного струму, термічних установок тощо), займають різко змінні та нелінійні навантаження з підвищеним споживанням реактивної потужності.

Для компенсації реактивної потужності і забезпечення необхідної якості електричної енергії при різко змінному навантаженні, а також зме-

нення несиметрії і несинусоїдальності форми кривої струму і напруги, використовують спеціальні фільтрокомпенсуючі (ФКП) і фільтросиметрувальні (ФСП) пристрої. Такі пристрої забезпечують фільтрацію вищих гармонік у вхідній мережі і симетрування напруги по фазах.

Сучасні конструкції ФКП показано на рисунку 3.10. Для безпеки персоналу ФКП огорожується сіткою або вони розміщуються в спеціальному контейнері.

Фільтрокомпенсуючі пристрої являють собою LC або RLC ланцюжки, що налаштовані на резонанс з певною гармонікою, порядок якої визначається замовником або за результатами вимірів. Схема пристрою ФКП на лінії, показана на рисунку 3.11.

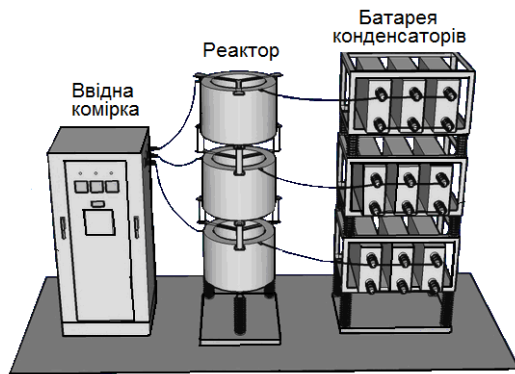


Рисунок 3.10 – Фільтрокомпенсуючий пристрій

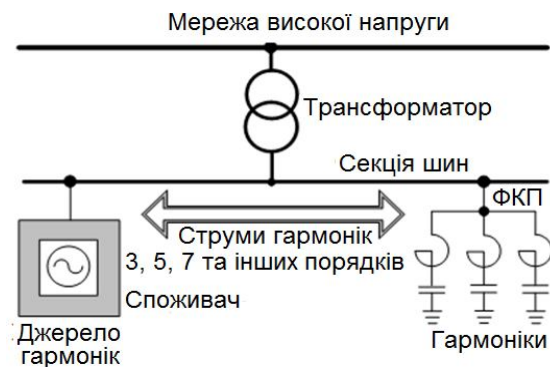


Рисунок 3.11 – Розташування ФКП на лінії електропередачі

В схему з'єднання (рис. 3.12) компенсуючого пристрою ФКП входять: тиристорний перетворювач (ТП), компенсує пристрій (КП); енергетичний фільтр (Ф), v – номер гармоніки ($v = 5, 7, 11, 13 \dots$). Симетрування напруг по фазах забезпечується системою керування (СК), що регулює кути відмикання тиристорів КП. Кількість фільтрів визначається виходячи з вимог щодо якості енергії мережі.

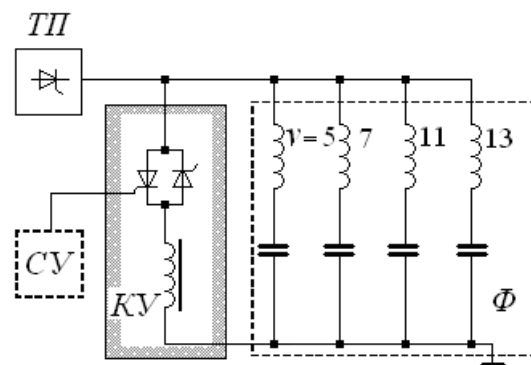


Рисунок 3.12 – Схема підключення компенсуючого пристрою на виході тиристорного перетворювача

У реальних умовах установки ФКП і ФСП призводять до невиправданого збільшення капітальних витрат та додаткового розходу електричної енергії.

На промисловому підприємстві зменшення споживаної реактивної потужності може бути досягнуто природним шляхом, наприклад поліпшенням режимів роботи приймачів електричної енергії, застосуванням двигунів більш досконалих конструкцій, усуненням їх недовантаження, а також за рахунок встановлення спеціальних компенсуючих пристроїв.

З впливом реактивної потужності, що передається по елементах мережі, на напругу, тісно пов'язане поняття балансу реактивної потужності. Під балансом реактивної потужності розуміють рівність потужностей, що генерується та споживається при допустимих відхиленнях напруги у приймачів електричної енергії.

Для встановлення балансу та компенсації реактивної потужності, споживаної приймачами, використовують генератори електростанцій і синхронні двигуни, а також додатково встановлюються компенсуючі пристрої, такі як синхронні компенсатори, батареї конденсаторів і спеціальні статичні джерела реактивної потужності.

У процесі роботи електроустановок в системі електропостачання можуть спостерігатися коливання і збільшення значень активної потужності. Це призводить до появи великих реактивних струмів і викликає перевантаження джерел живлення. Для усунення перевантажень і підвищення коефіцієнта потужності електричних установок здійснюється компенсація реактивної потужності.

Компенсація реактивної потужності сприяє підвищенню ККД системи електропостачання за рахунок розвантаження її елементів від реактивних навантажень. В результаті покращується якість переданої електричної енергії та забезпечується раціональне використання її в приймачах і в пристроях споживачів електричної енергії. Вибір компенсуючих пристроїв визначається на основі техніко-економічного порівняння різних варіантів, які прийнятні для енергопостачальної організації і залежить від добового режиму їх роботи.

Синхронні компенсатори являють собою синхронні двигуни полегшеної конструкції без навантаження на валу. Вони можуть працювати як в режимі генерування реактивної потужності (при перезбудженні компенсатора), так і в режимі її споживання (при недозбудженні).

В даний час вітчизняна промисловість виготовляє синхронні компенсатори потужністю 5000–160000 кВ·А. До достоїнств синхронних компенсаторів, як джерел реактивної потужності відносяться:

– позитивний регулюючий ефект, який полягає в тому, що при зменшенні напруги в мережі генеруюча потужність компенсатора збільшується;

- можливість плавного і автоматичного регулювання генерованої реактивної потужності, що підвищує стійкість режимів роботи системи і покращує режимні параметри мережі;

- достатня термічна та електродинамічна стійкість обмоток компенсаторів під час КЗ;

- можливість відновлення пошкоджених синхронних компенсаторів шляхом проведення ремонтних робіт.

До недоліків синхронних компенсаторів відносяться:

- складність конструкції (порівняно, наприклад, з батареями конденсаторів) і значний шум під час роботи;

- значні втрати активної потужності компенсаторів при їх повному завантаженні і залежно від номінальної потужності знаходяться в межах 0,011– 0,03 кВт/ кВт·А ;

- значне збільшення питомої вартості синхронних компенсаторів при зменшенні їх номінальної потужності, що дає можливість використання їх лише на великих ТП.

Синхронні двигуни є ефективним засобом компенсації реактивної потужності і застосовуються, в основному, для електроприводу. Максимальне значення реактивної потужності залежить від навантаження двигуна активною потужністю, що підводиться, напруги і технічних даних двигуна.

Основним критерієм для вибору раціонального режиму збудження синхронного двигуна є додаткові втрати активної потужності на генерацію реактивної потужності, які залежать від номінальної потужності і частоти обертання двигуна.

Конденсатори (рис. 3.13) – спеціальні електричні ємності, що призначені для вироблення реактивної потужності. За своєю дією вони еквівалентні перезбудженому синхронному компенсатору і можуть працювати як генератори реактивної потужності.

В даний час випускають комплектні конденсаторні пристрої, регульовані на напругу 380 В, потужністю 150–750 кВт·А (одна-п'ять секцій за 150 кВт·А) і нерегульовані на напругу 6–10 кВ, потужністю 300–1125 кВт·А з кроком 150 кВт·А. Установки конденсаторів бувають індивідуальні, групові і централізовані.

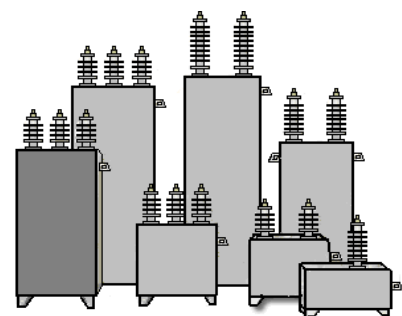


Рисунок 3.13 – Різновиди батарей конденсаторів

Індивідуальні установки застосовують найчастіше при напрузі до 660 В. У цих випадках конденсатори приєднують наглухо до затискачів приймача. Такі компенсуючі пристрої мають недоліки, а саме з відключенням приймача електричної енергії відключається і компенсуючий пристрій.

При груповій установці конденсатори приєднують до розподільчих пунктів мережі. При цьому використання встановленої потужності конденсаторів дещо збільшується.

При централізованому встановленні батареї конденсаторів приєднують до трансформаторної підстанції на стороні вищої напруги. Використання встановленої потужності конденсаторів в цьому випадку виходить більш високим.

Зазвичай батареї конденсаторів (БК) включають в мережу трифазного струму за схемою трикутника (рис. 3.14, де QF – автоматичний вимикач, R – рубильник, ЗП – запобіжник, B – високовольтний вимикач, ТН – трансформатор напруги, FU – високовольтний запобіжник). При відключенні БК, необхідно, щоб енергія, яка запасена в них, розряджалася автоматично на постійно включений активний опір ТН (наприклад, трансформатор напруги).

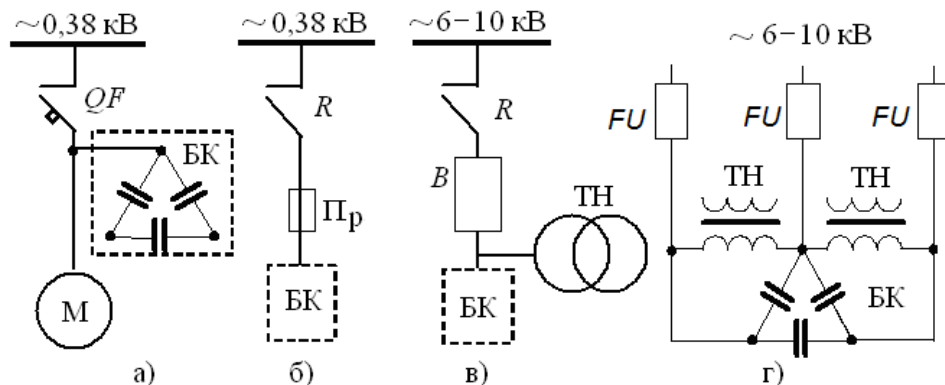


Рисунок 3.14 – Схеми підключення блоку конденсаторів (БК) для компенсації реактивної потужності мережі:

- а) підключення через загальний автоматичний вимикач QF ; б) підключення через рубильник R і запобіжник ЗП, що забезпечують незалежність роботи БК від ПЕ; в) – підключення через рубильник R і вимикач B ;
- г) – підключення через високовольтний запобіжник FU .



Рисунок 3.15 – Зовнішній вигляд панелі мікропроцесора

Значення опору повинно бути таким, щоб при відключенні конденсаторів не виникло перенапруження на його затискачах.

Переваги конденсаторів:

- малі втрати активної потужності (0,0025– 0,005 кВт/ кВт·А);
- простота експлуатації (відсутність обертових і рухомих частин);
- простота виробництва монтажних робіт;
- можливість установки конденсаторів в сухому приміщенні.

Недоліки конденсаторів:

- залежність генерованої реактивної потужності від напруги;
- чутливість до спотворень напруги;
- недостатня міцність, особливо при КЗ і перенапруженнях.

Для корекції коефіцієнта потужності також використовуються сучасні контролери, робота яких будується на основі мікропроцесорів (рис. 3.15).

Мікропроцесор аналізує сигнали, що надходять від трансформатора струму та подає команди на керування батареями конденсаторів, підключаючи або відключаючи окремі конденсатори або цілі батареї. Таке керування дозволяє не тільки забезпечити максимальне повне завантаження батарей конденсаторів, але і мінімізувати кількість операцій при комутації.

Контрольні питання

1. Які схеми використовують при живленні ліній МЕТ?
2. Як поділяються радіальні схеми в залежності від живлення?
3. В яких випадках використовуються магістральні схеми живлення?
4. Чим відрізняються радіальні схеми живлення від магістральних?
5. В яких випадках застосовуються магістральні і кільцеві схеми живлення?
6. З якою метою відбувається секціонування мережі живлення електро-транспорту?
7. Який пристрій застосовується при секціонуванні мережі?
8. Як відрізняються схеми при одно- або двосторонньому живленні ділянок мережі?
9. Де встановлюється пост секціонування для живлення ділянки мережі?
10. Перелічити фактори, що впливають на роботу електротранспорту та інших пристроїв.
11. Що є основними джерелами блукаючих струмів у землі?
12. Як відбувається розподіл блукаючих струмів?
13. Які існують потужності в системі електропостачання?

14. Які пристрої використовуються для компенсації реактивної потужності і різко змінному навантаженні?
15. Які пристрої використовують для встановлення балансу та компенсації реактивної потужності, споживаної приймачами?
16. Що являють собою синхронні компенсатори?
17. Яку роль виконують конденсатори в системі електропостачання?
18. Які пристрої використовуються для корекції коефіцієнта потужності?

ЛЕКЦІЯ 4

ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ЕЛЕМЕНТІВ ТЯГОВИХ МЕРЕЖ

4.1 Величини, що визначають роботу тягових мереж електричного транспорту

4.2 Контактна тягова мережа електричного транспорту

4.3 Рейкові мережі електричного транспорту

4.4 Живлячі мережі тягових підстанцій.

4.1 Величини, що визначають роботу тягових мереж електричного транспорту

Робота системи електропостачання міського транспорту характеризується багатьма параметрами і явищами, основними з яких є:

- струмові навантаження тягової мережі і тягових підстанцій;
- напруга на струмоприймачі ЕПС або втрата напруги від шин ТП до струмоприймача;

- струми короткого замикання;
- втрата потужності в тяговій мережі;
- втрата напруги в рейковій мережі до кінця ділянки (при односторонньому живленні) або до струморозділу (при двосторонньому живленні).

Електропостачання ЕРС будь-якого призначення здійснюється через тягові підстанції, які призначені для зниження електричної напруги і подальшого її перетворення. Знижена напруга передається в контактну мережу для забезпечення електричною енергією ЕРС (рис. 4.1).

Живлення тягових підстанцій електроенергією здійснюється по повітряних або кабельних лініях від енергосистеми.

Залежно від призначення та електричного навантаження живильних ліній, а також виду ЕРС тягові підстанції будуть відрізнятися.

Для заданих розмірів руху ЕРС певного типу мають місце різні значення середніх і ефективних навантажень. Дані види навантажень характеризують роботу системи електропостачання.

Середнє значення струму живильної лінії визначається розмірами руху ЕРС за розглянутий період часу T і залежить від обсягу роботи, виконаної ЕПС на ділянці лінії:

$$I_L = \frac{1}{T} \int_0^T i_l dt \quad (4.1)$$

де i_l – миттєве значення струму живильної лінії, А

T – інтервал часу, за який визначається середнє значення струму живлячої лінії, ч.

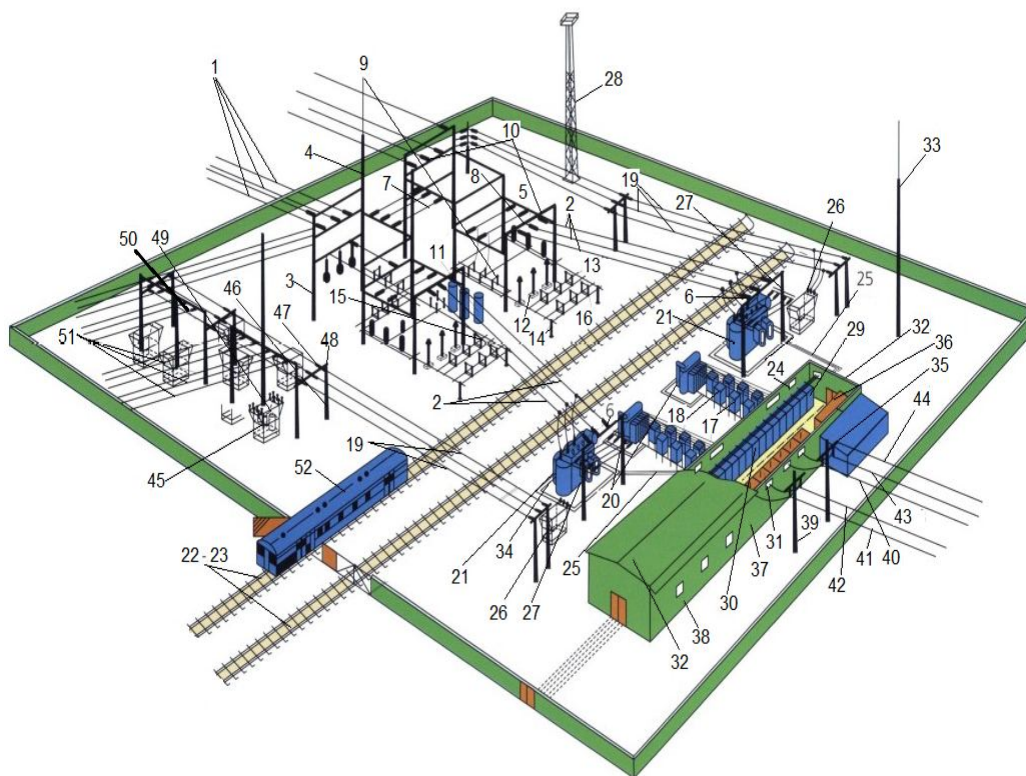


Рисунок 4.1 – Загальний вигляд тягової підстанції ЕРС

1 – провід вводу напругою 110 В; 2 – проводи приєднання трансформатора; 3 – залізобетонна опора; 4 – блискавковідвід на опорі РП 110 В; 5 - залізобетонна перекладина; 6 – ізолятори; 7 – ремонтна перемичка; 8 – трансформатор напруги; 9 – роз’єднувач перемички; 10 – поперечина; 11 – масляний вимикач; 12 – розрядники; 13 – роз’єднувач; 14 – рама віддільника та короткозамикача; 15 – короткозамикач; 16 – віддільник; 17 – приєднання тягового трансформатора; 18 – шафи випрямляча; 19 – введення в РП 35 кВ; 20 – тягові трансформатори; 21 – понижуючий трансформатор; 22 – під’їзний шлях 2; 23 – під’їзний шлях 1; 24 – прохідні ізолятори на прохідній плиті; 25 – ввід РП 10 кВ; 26 – осередок введення 35 кВ; 27, 28 – опори; 29 – камера РП 10 кВ; 30 – шини РП 10 кВ; 31 – камера РП 3 кВ; 32 – будівля тягової підстанції; 33 – блискавковідвід; 34 – приєднання комірки введення 35 кВ; 35 – реакторна; 36 – фільтропристрій; 37 – приміщення щитової; 38 – дизель-генераторна; 39 – опора фідерів контактної мережі; 40 – відсмоктуючий фідер; 41-44 – фідери контактної мережі; 45 – вимикач 35 кВ; 46 – опора; 47; 48 - гірлянда ізоляторів; 49 – осередок 35 кВ; 50 – шини 35 кВ; 51 – проводи лінії 35 кВ; 52 – ЕРС

Ефективне значення струму I_{Lef} живильної лінії характеризує ступінь рівномірності споживання енергії за розглянутий період часу при виконанні цієї роботи:

$$I_{Lef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_l^2 dt} . \quad (4.2)$$

Зовнішній вид зміни струму у часі характеризують діаграми, що отримані диспетчером в процесі роботи системи і показані на дисплеї комп'ютера.

На характер діаграм струму істотно впливають :

- зміни розмірів і графіків руху в різні періоди часу,
- відхилення дійсних графіків руху від заданих;
- різниця в режимі керування ЕРС;
- розходження в рівнях напруги тягової мережі;
- зміна метеорологічних умов, що впливають на опір руху.

Інтервал часу, за який визначають ефективне навантаження для вибору потужності трансформатора ТП, вимірюється годинами, тому що теплова постійна часу тягових трансформаторів значно перевищує постійну часу контактних проводів.

Вибір перерізу проводів проводиться на основі ефективного значення навантаження, яке є середнім з усіх ефективних значень, отриманих за певний період часу (добу, місяць, рік).

Вихідними даними для розрахунку середніх навантажень ліній, а також тягових підстанцій є навантаження окремих ЕРС, що визначаються за діаграмами руху. Найбільші значення кидків струму, а також короткочасного навантаження виявляються в період інтенсивного руху ЕРС. Максимальні значення параметрів складають розрахункове максимальне навантаження, за яким визначається перевантажувальна здатність окремих пристроїв і елементів системи електропостачання.

Для нормальної роботи електротранспорту необхідно спроектувати систему електропостачання таким чином, щоб при будь-яких графіках навантаження та обсяги руху ЕРС рівень напруги в тяговій мережі не виходив за межі значень, наведених у таблиці 4.1.

Зміна напруги в тяговій мережі оцінюється, в основному, за значеннями падіння напруги у всіх основних струмопровідних елементах системи електропостачання. При цьому в якості розрахункової величини береться середня втрата напруги до струмоприймача ЕРС за час споживання енергії при всіх практично можливих графіків його руху.

Середня втрата напруги до струмоприймача ЕРС характеризує:

- продуктивність допоміжного обладнання ЕРС (вентиляторів, компресорів тощо);
- тягову мережу з точки зору електричної стійкості та пропускної здатності.

Таблиця 4.1 – Рівні напруги на тяговій підстанції і в тяговій мережі

Вид транспорта	Напруга, В				
	Тягова підстанція		Тягова мережа		
	U_N	U_0	U_N	U_{min}	U_{max}
Спільне електропостачання трамваїв і тролейбусів	600	630	550	400	700; 720 (при рекуперації)
Метрополітен	825	865	750	600	900
Магістральний транспорт постійного струму	3300	3450	3000	2400	3850; 4000 (при рекуперації)

Середня втрата напруги за часом T проходження і знаходження ЕРС на ділянці:

$$\Delta U = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta u dt, \quad (4.3)$$

де Δu – зміна напруги на струмоприймачі.

Середня втрата напруги до струмоприймача ЕРС за час T_t споживання енергії:

$$\Delta U_t = \frac{\int_{t_0}^{t_1} \Delta u dt + \int_{t_2}^{t_3} \Delta u dt}{T_t}, \quad (4.4)$$

де $T_t = (t_1 - t_0) + (t_3 - t_2)$.

Значення втрат напруги до струмоприймача характеризують якість енергії, що підводиться тяговою мережею до ЕРС.

Середня втрата потужності в тяговій мережі визначає економічну доцільність вибору перерізу контактної мережі.

Середня втрата напруги в мережі колії характеризує тягову мережу як джерело блукаючих струмів, що впливають на розвиток корозії підземних металевих споруд протягом тривалого періоду часу.

На роботу тягових мереж також надають значні впливи струми КЗ у віддалених їх точках, які порівнюються з максимальними навантаженнями, що ускладнює налаштування захисних пристроїв.

Показані розрахункові величини не підлягають нормуванню, але є вихідними даними для вибору системи електропостачання. Нормуванню підлягають граничні навантаження, які визначають обрані марки контактних проводів і кабелів тягової мережі за умов їх нагрівання і механічної міцності.

Нормування також підлягає мінімальна допустима напруга тягової мережі. Тому при проектуванні системи електропостачання електротранспорту необхідно враховувати довжину ділянок при односторонньому живленні, відстань між ТП, довжину секцій контактної мережі. Дані параметри вибираються таким чином, щоб середня розрахункова втрата напруги від шин ТП до струмоприймача трамвая і тролейбуса на будь-якій ділянці живлення (за час ходу під струмом при розрахунковій частоті руху) не перевищувала 15 % номінальної напруги на шинах ТП (600 В) для нормального режиму роботи системи електропостачання.

При вимушеному режимі роботи системи електропостачання середня розрахункова втрата напруги від шин ТП до найбільш віддалених пунктів ділянки живлення не повинна перевищувати 170 В (тобто 25 % номінальної напруги на шинах ТП).

Втрата напруги в рейках для трамвая при постійному струмі обмежується «Правилами захисту підземних металевих споруд від корозії».

Для визначення основних параметрів системи електропостачання електричного транспорту необхідно знати елементи тягових систем та їх особливості.

4.2 Контактна тягова мережа

Контактна мережа – це технічна споруда, що служить для передачі електричної енергії з тягових підстанцій на електрорухомий склад електрифікованого транспорту (рис. 4.2).



Рисунок 4.2 – Контактна мережа міського електротранспорту

Розрізняють контактну мережу двох типів:

- повітряну контактну мережу;
- контактні колії, (в тролейбусах не застосовуються).

Основними елементами контактної мережі є:

- опори та опорні конструкції;
- контактні підвіски;
- арматура і спецчастини;
- дроти контактні, живлячі і зміцнюючі, що підключені до контактної мережі.

Для наземного міського електротранспорту, в основному, застосовують мідні контактні дроти марки МФ (мідний фасонний), бронзові БрФ (бронзовий фасонний), сталевалюмінієві дроти марки ПКСА і сталемідні дроти марки СМ.

Для трамвая і тролейбуса зазвичай використовуються мідні контактні дроти перерізом 85 мм². Основні відомості про контактні дроти наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Параметри проводів контактної мережі

Марка дроту	Площа перерізу, мм ²	Електричний опір 1 км дроту при 20°C, Ом/км	Марка дроту	Площа перерізу, мм ²	Електричний опір 1 км дроту при 20°C, Ом/км
МФ-65	65	0,275	БрФ-100	100	0,205
МФ-85	85	0,208	СМ-85	85	0,53
БрФ-85	85	0,229	СМ-100	100	0,45
МФ-100	100	0,177	ПКС-80/180	180	0,19

Для несучих тросів ланцюгових підвісок трамвая і тролейбуса, а також для їх підвісок застосовуються сталеві троси перерізом 50, 70 мм², а іноді 95 мм². У контактних підвісках трамвая допускається застосування в якості несучого тросу біметалічні сталемідні дроти марок ПБСМ–1 і ПБСМ–2 (біметалевий дріт сталемідний) перетином 70; 95 і 120 мм². Основні марки проводів і їхні параметри наведені в табл. 4.3 та табл. 4.4.

В даний час почали випускатися нові покоління проводів, які мають більш високі технічні характеристики і призначені для будь-якого виду ЕРС і контактної мережі (рис. 4.3).

Проводи призначені для внутрішніх і зовнішніх з'єднань рейкового рухомого складу і тролейбусів. Проводи розраховані на напругу 660, 1500, 3000, 4000 В постійного та змінного струму і використовуються для монтажу і приєднання до рухомих струмоприймачів.

Таблиця 4.3 – Параметри мідних (М) та алюмінієвих (А) проводів

Марка проводів	Кількість проводів та їх діаметр, мм	Розрахункова площа перерізу, мм ²	Електричний опір 1 км проводу при 20°C, Ом/км	Марка проводів	Кількість проводів та їх діаметр, мм	Розрахункова площа перерізу, мм ²	Електричний опір 1 км проводу при 20°C, Ом/км
М-50	7×2,97	48,5	0,39	А-95	7×4,12	93,3	0,34
М-70	10×2,14	68,3	0,28	А-120	19×2,8	117	0,27
М-95	19×2,49	92,5	0,20	А-150	19×3,15	148	0,21
М-100	10×2,80	117,0	0,158	А-185	19×3,5	183	0,17

Таблиця 4.4 – Параметри проводів посиленої конструкції

Марка проводу	Кількість проводів і їх діаметр, мм		Розрахункова площа перерізу проводів, мм ²		Електричний опір 1 км проводу при 20°C, Ом/км
	сталевих	алюмінієвих	сталевих	алюмінієвих	
АС-120	7×2,0	28×2,29	22,0	115	0,27
АС-150	7×2,2	28×2,59	26,6	148	0,21
АС-185	7×2,5	28×2,87	34,4	181	0,17
АСУ-120	7×2,2	30×2,22	26,6	116	0,28
АСУ-150	7×2,5	30×2,5	34,4	147	0,21
АСУ-185	7×2,8	30×2,8	43,1	185	0,17

Показані марки проводів призначені для експлуатації на відкритому повітрі в усередині ЕРС, стійкі до коливань, вібрацій і вигинів з одночасним закручуванням.

Основним параметром контактної мережі є опір контактного проводу, що визначає його знос залежно від поперечного перерізу і температури за період експлуатації.

Опір 1 км контактного проводу, Ом

$$r_k = \frac{10^6 \rho_{20} [1 + \alpha(t - 20)]}{s \cdot k_{ism}}, \quad (4.5)$$

де ρ_{20} – питомий опір матеріалу проводу при $t = 20^\circ \text{C}$, Ом·м;

α – температурний коефіцієнт опору матеріалу контактного проводу, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

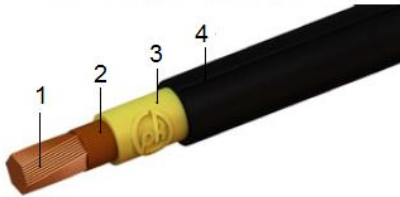
t – температура проводу, $^{\circ}\text{C}$;

s – площа поперечного перерізу, мм^2 ;

k_{isn} – коефіцієнт зносу контактного матеріалу.

а)

Марка проводу
ППСРМ 660; ППСРМ 1500; ППСРМ-ХЛ 660 и др.
(переріз 1,0 - 400,0 мм^2)



1 – струмопровідна жила; 2 – сепаруючий шар; 3 – гумова ізоляція;
4 – гумова оболонка

б)

Марка проводу
ПС 1000; ПС 3000; ПС 4000 и др.
(переріз 1,0 - 300,0 мм^2)



1 – струмопровідна жила; 2 – сепаруючий шар; 3 – гумова ізоляція; 4 – обмотка;
5 – оплатка з синтетичної нитки

в)

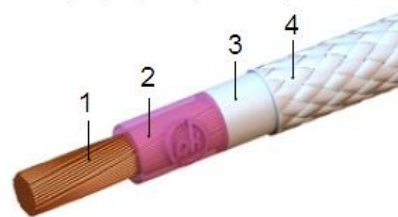
Марка проводу
ППСВ 660; ППСВ 2500 и др.
(переріз 0,5 - 0,95 мм^2)



1 – струмопровідна жила;
2 – полівінілхлоридна ізоляція

г)

Марка проводу ППСТ-М
(переріз 2,5 - 120,0 мм^2)



1 – струмопровідна жила; 2 – ізоляція з кремнійорганічної гуми; 3 – обмотка;
4 – оплатка зі стеклонітей

д)

Марка проводу А
(переріз 16,0 - 240,0 мм^2)



1 – струмопровідна жила; 2 – сталеве осердя

Рисунок 4.3 – Конструкції проводів для контактної мережі електротранспорту: а), б), в), г) ізольовані проводи; д) – неізольовані проводи

Збільшення опору контактного дроту в міру його зносу визначається коефіцієнтом.

Зазвичай приймають:

- для трамвая : $k_{isn} = 0,875$;
- для тролейбуса: $k_{isn} = 0,85$;
- для магістральних доріг $k_{isn} = 0,9$.

Максимально припустимий знос контактної дроти приймається рівним 30 % початкового перерізу, тобто $k_{isn} = 0,7$.

Питомий електричний опір провідникової міді і температурний коефіцієнт складають: $\rho_{Cu} = 18 \cdot 10^{-9}$ Ом·м; $\alpha_{Cu} = 0,0038^\circ\text{C}^{-1}$, а для провідникового алюмінію $\rho_{Al} = 30 \cdot 10^{-9}$ Ом·м; $\alpha_{Cu} = 0,0039^\circ\text{C}^{-1}$.

У загальному випадку сумарний опір на одиницю довжини контактної підвіски, що містить кілька дротів (один або два контактних дроти, несучий трос або декілька підсилювальних дротів):

$$\frac{1}{r_{\Sigma}} = \sum_{s=1}^n \frac{1}{r_s} \quad (4.6)$$

де r_s – опір на одиницю довжини s -ої ділянки, що входить в підвіску контактної дроти;

n – загальна кількість проводів.

Іноді опір контактної мережі, що складається з проводів різних марок, зручно розраховувати через еквівалентну площу їх перерізу, виражену в мідному еквіваленті на 1 км ланцюгової підвіски на один шлях:

$$r_{ks} = \frac{10^9 \rho_{Cu}}{\left(n_k \cdot s_k \cdot k_{isn} + s_{nt} + \frac{n_y s_y}{k_{pr}} \right)} \quad (4.7)$$

де s_k, s_{nt}, s_y – перерізи: контактної дроти, несучого тросу, підсилювального дроти;

n_k, n_y – кількість контактних і підсилювальних проводів в підвісці;

k_{pr} – коефіцієнт приведення перерізу до мідного еквіваленту, що дорівнює: для міді $k_{pr(Cu)} = 1$, для алюмінію $k_{pr(Al)} = 1,65$.

На практиці при розрахунках опором сталевих несучих тросів нехтують, оскільки воно в 8 разів вище опору міді.

Якщо контактна мережа шляхів з'єднана паралельно, то значення опору 1 км контактної мережі слід розділити на кількість шляхів, з'єднаних паралельно. Міжколіїні електричні з'єднання підключають до проводів однієї полярності різних напрямів руху. Для трамвая і тролейбуса

їх розміщують через кожні 250 і 400 м, а на ділянці контактної мережі з підсилюючими проводами – через 140–160 м.

4.3 Рейкові мережі

Мережа колії складається зі сталевих або сталевалюмінієвих рейок, які зазвичай розміщують знизу збоку від ходового шляху колії з лівого боку по ходу руху поїзда (рис. 4.4).

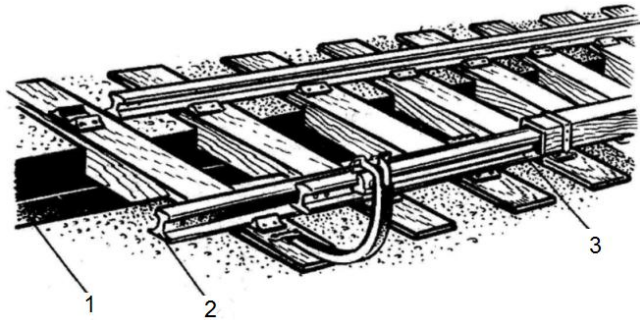


Рисунок 4.4 – Контактна рейка
1 – дренажний лоток; 2 – ходова рейка;
3 – контактна рейка

Контактні рейки застосовують, в основному, в метрополітені, де струмознімання здійснюється з жорсткого провідника великого перерізу – контактної рейки.

Живлення її електричним струмом здійснюється по кабелям, що йдуть від шин постійного струму тягової підстанції (рис. 4.5). Зворотним проводом служать ходові рейки, від яких струм повертається на тягову підстанцію.

Струм від контактної рейки через струмоприймач вагона надходить до тягових двигунів, що перетворюють електричну енергію в механічну, яка через індукторну передачу приводить в рух колісні пари вагонів.

В сучасних метрополітенах використовують контактні колії перетином $s_{kr} = 6600 \text{ мм}^2$, питомим опором $\rho_{kr} = (0,122 - 0,134) \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (рис. 4.6).

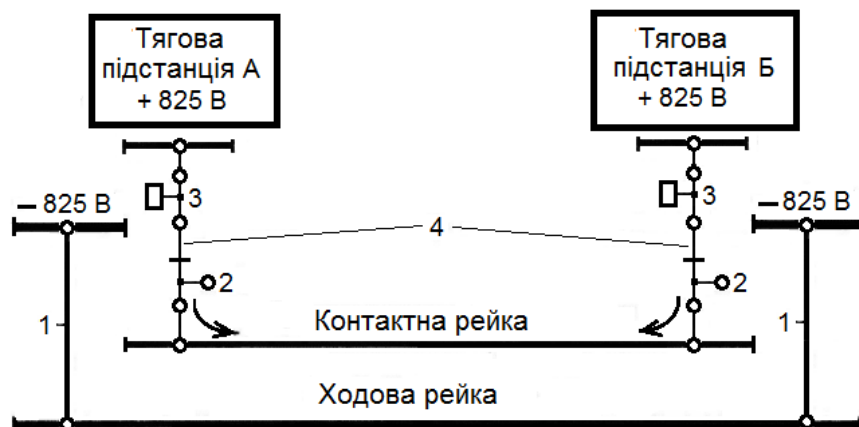


Рисунок 4.5 – Схема проходження тягового струму по ділянці:
1 – відсмоктуючий фідер; 2, 3 – дистанційно-керовані роз'єднувачі;
4 – живлячий фідер

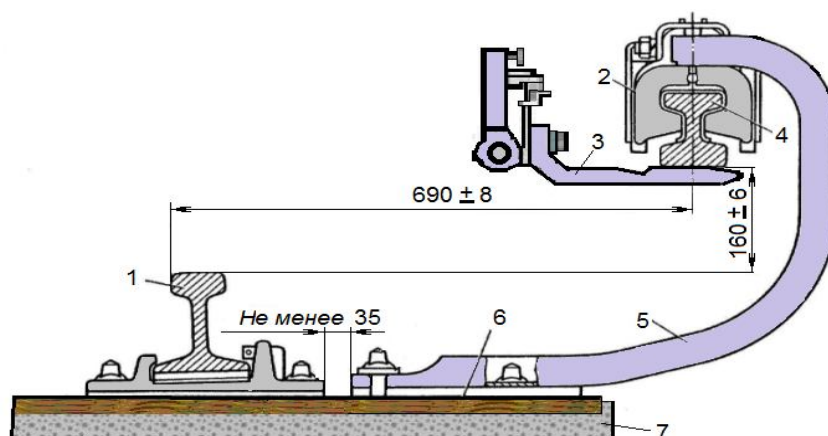


Рисунок 4.6 – Контактна рейка

1 – ходова рейка; 2 – кріпильний вузол контактної рейки;
3 – струмоприймач, що прикріплений до моторного вагону; 4 – контактна рейка;
5 – опора-кронштейн; 6 – сталева планка; 7 – опора

Опір 1м контактної рейки для одного шляху:

$$r_{kr} = 10^9 \rho_{kr} / s_{kr} \quad (4.8)$$

Опір рейкової мережі можна також визначати з виразу (4.5), якщо відома площа поперечного перерізу рейки. Для ходових рейок вихідним параметром є маса 1м (табл. 4.5):

Таблиця 4.5 – Параметри колій

Тип рейок	Маса рейок, кг/м	Площа поперечного перерізу в мідному еквіваленті, мм	Опір 1 км рейок постійного струму Ом/км
ТН – 60 (для кривих)	60,65	640	0,0296
ТВ – 65(для кривих)	64,75	680	0,0276
P38	38,4	410	0,0428
P43	44,7	470	0,378
P50	51,5	540	0,0325
P65	64,9	690	0,254
P75	75,1	810	0,0218

$$m_r = \gamma \cdot V_r, \quad (4.9)$$

де V_r – об'єм рейки; м³

γ – щільність сталі рейки, г/см³.

Якщо обсяг рейки представити через площу її поперечного перерізу і довжину, то формула для визначення маси 1 м рейки:

$$m_r = \gamma \cdot s_r \cdot l. \quad (4.10)$$

Опір стиків рейки змінюється в широких межах залежно від ступеня затягування стику, стану її робочих поверхонь, стикових накладок і дотичних з ними поверхонь рейки, погодних умов. При несприятливих умовах опори стиків значно збільшуються і можуть досягати значень опору цілої рейки довжиною 40 м.

Збільшення подовжнього опору рейки, що викликане опором стиків, призводить до збільшення падіння напруги в неї, а отже, до збільшення потенціалу рейки по відношенню до землі, що створює сприятливі умови для відгалуження струмів в землю.

Для зменшення подовжнього опору рейки проводять наступні заходи:

- на кожному збірному стикі приварюють додатково електропровідні з'єднання – стикові з'єднувачі з гнучкого мідного дроту перерізом не менше 70 мм^2 і з поверхнею контакту не менше 250 мм^2 ;
- місця сполучення стикових накладок і рейок туго стягують болтами з пружинними шайбами;
- вводиться графітове мастило між накладками і рейками.

У відкритих рейках збірні стики встановлюються через кожні 50 м, а на ділянках, де рейки засипані баластом до головки – через 75 м. Для трамвайних шляхів електричний опір збірного стику не повинен перевищувати 2,5 м суцільної рейки.

Для зменшення подовжнього опору рейок і блукаючих струмів нитки одного шляху, так само як і рейкові нитки інших шляхів, з'єднуються електрично паралельно. Між рейковими нитками кожного шляху через 150 м і між рейковими нитками трамвайної лінії через 300 м встановлюють електричні перемички, які еквівалентні властивостям міді з перерізом не менше 35 мм^2 . Результуючий питомий опір рейок:

$$r'' = r' / n_r, \quad (4.11)$$

де r' – питомий опір однієї рейки, Ом/км;

n_r – кількість колій ($n_r = 2$ – для одноколіїної ділянки, $n_r = 4$ – для двоколіїної ділянки).

Якщо електричні параметри рейок паралельних шляхів розрізняються, то результуючий опір можна розрахувати також, як і для різнотипних дротів за формулою (4.6).

При більш точних розрахунках допустимий знос рейок приймається рівним 10 % і при цьому враховується також шунтуюча дія ґрунту шляхом введення коефіцієнта $k_r < 1$, який визначається за кривими

залежності $k_r(pL)$, де p – величина, що характеризує витік струму з рейок в ґрунт; L – довжина ділянки при односторонньому живленні.

В цьому випадку

$$r''' = r'' / k_r \quad (4.12)$$

В цілому опори для різних видів ЕРС визначаються як:

– для трамвая

$$r_{ts} = r_{ks} + r_p, \quad (4.13)$$

де r_p – поправочний коефіцієнт, $r_p = 1,5 / m_r$

– для тролейбуса ($r_p = 0$, тому при розрахунку опору двох контактних дротів відбувається введенням множнику 2):

$$r_{trs} = 2r_{ks}; \quad (4.14)$$

– для метрополитена:

$$r_{mts} = r_{kr} + r_p. \quad (4.15)$$

4.4 Живлячі мережі електростанції

Живлення тягових підстанцій міського електротранспорту здійснюється по кабельних (в рідкісних випадках повітряних) трифазних лініях.

На тяговій підстанції:

- напруга знижується до 600В,
- змінний струм перетворюється в постійний.

Від (+) шини тягової підстанції (рис. 4.7) по живлячому кабелю електричний струм йде на (+) контактного дроту, потім через струмоприймач – на реостат, тяговий електродвигун тролейбуса і через другий струмоприймач – на (–) контактного дроту. Через відсмоктуючий кабель – на (–) шину тягової підстанції.

Напруга на шинах постійного струму може змінюватися в діапазоні 600-700В при робочому режимі і до 780В – в режимі холостого ходу.

З урахуванням втрат у кабелях напруга на струмоприймачах тролейбуса прийнято вважати – 550 В.

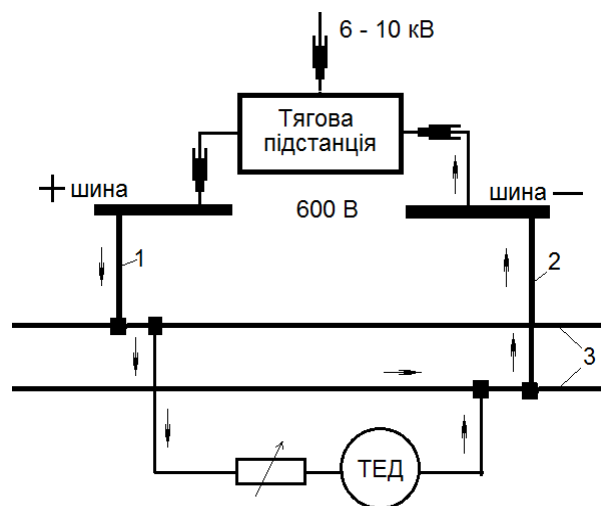


Рисунок 4.7 – Схема живлення кабельних ліній:

- 1 – живильний кабель;
- 2 – відсмоктуючий кабель;
- 3 – контактна мережа

Тягові підстанції наземного МЕТ приєднуються до контактної і колійної мереж кабельними лініями.

Електричні схеми живлення секцій контактної мережі повинні забезпечувати необхідний рівень надійності живлення рухомого складу і прийнятні енергетичні показники. За ступенем надійності живлення електричний транспорт відноситься до першої категорії споживачів, для яких перерва живлення допускається лише на час автоматичного включення резерву.

Живлячі лінії від тягових підстанцій до контактних мереж є кабельними. А при відповідному обґрунтуванні для замських ліній трамвая і тролейбуса допускається застосування повітряних живильних ліній.

Приклади сучасних конструкцій кабелів для внутрішніх і зовнішніх з'єднань ЕРС показано на рисунку 4.8.

Кабелі (див. рис. 4.8) призначені для внутрішніх і зовнішніх з'єднань рухомого складу колійного транспорту і тролейбусів; для приєднання до рухомих струмоприймачів, для монтажу при обмежених переміщеннях та фіксованого монтажу при дії мастил і дизельного палива. Такі кабелі розраховані на експлуатацію при температурі навколишнього середовища від -50 до $+60$ °С, а при підвищеній вологості до 98 % при температурі до $+40$ °С. Вони також стійкі до впливу дощу, динамічному впливу абразивного пилю і випадінню інею.

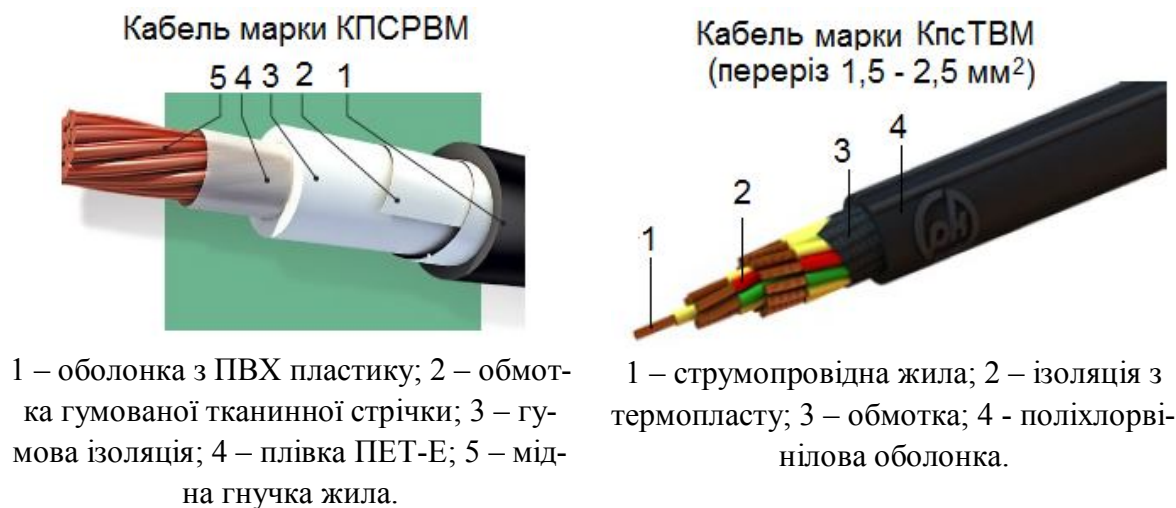


Рисунок 4.8 – Конструкції кабелів для ЕРС і елементів живильних ліній

Нові конструкції кабелів розраховані на номінальну змінну напругу 660 В частотою 400 Гц або постійну напругу до 1000 В. Переріз живлячих кабелів, а також підсилюючих ліній обираються на підставі електричного розрахунку тягової мережі.

Повітряні і зміцнюючі лінії також виконуються з ізолюваних (голих) мідних або біметалічних дротів, які перевіряються на механічну міцність.

В тягових мережах постійного струму використовують одножильні кабелі з двома контрольними жилами марок АСБ–2к; СБ–2к; ААБ–2к; АБ–2к і ін. (табл. 4.6).

Таблиця 4.6 – Параметри кабельних мереж

Параметри кабеля	АСБ– 2к	СБ – 2к	ААБ–2к	АБ–2к	АСБГ–2к
1	2	3	4	5	6
Переріз жили, мм ²	300	400	500	625	800
Кількість дротів в жилі	35+2к	35+2к	35+2к	59+2к	59+2к
Діаметр жили, мм	3,31	26,8	30	33,1	37,5
Діаметр дроту, мм	3,31	3,82	4,27	3,67	4,16
Площа перерізу дроту, мм	8,57	11,43	14,29	10,59	13,56
Товщина ізоляції, мм	1,8	1,8	2,1	2,1	2,4
Діаметр під оболонкою, мм	26,8	30,4	34,2	37,4	42,5
Товщина, мм:					
оболонки	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5
подушки	2,0	2,1	2,1	2,3	2,3
сталеві стрічки	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Продовження таблиці 4.6

1	2	3	4	5	6
Діаметр по броні, мм	35–35,6	39–39,5	43–43,5	46–46,8	51,5–51,8
Товщина зовнішнього покриву, мм	2	2	2	2	2
Зовнішній діаметр кабелю, мм	35–39,5	43–43,5	47–47,5	50–51,3	54–56,5
Струмове навантаження на кабелі, А:					
з мідними жилами	$\frac{1000}{720}$	$\frac{1200}{880}$	$\frac{1400}{1020}$	$\frac{1520}{1180}$	$\frac{1700}{1400}$
з алюмінієвими жилами	$\frac{770}{555}$	$\frac{940}{675}$	$\frac{1080}{775}$	$\frac{1170}{910}$	$\frac{1300}{1080}$
Електричний опір 1 км кабеля при температурі 15°C (в землі) або 25 °C (на повітрі), Ом/км:					
з мідними жилами	0,06	0,045	0,036	0,0298	0,0225
з алюмінієвими жилами	0,1	0,075	0,06	0,048	0,0375

Примітка. У чисельнику наведена струмове навантаження при прокладці кабелю в землі, а в знаменнику – на повітрі.

Контрольні питання

1. Чим характеризується робота системи електропостачання міського транспорту?
2. Як здійснюється електропостачання рухомого складу будь-якого призначення?
3. Що відноситься до вихідних даних середніх навантажень ліній та тягових підстанцій при розрахунку?
4. Які провідники застосовуються для наземного міського електротранспорту?
5. Що є основним параметром контактної мережі?
6. Як відбувається живлення контактної рейки метрополітену?
7. Як здійснюється живлення тягових підстанцій міського електротранспорту?

ЛЕКЦІЯ 5

РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

- 5.1 Мета, завдання і методи розрахунку параметрів ланцюгів внутрішнього електропостачання міського транспорту
- 5.2 Метод перерізу графіка і розрахунок миттєвих схем
- 5.3 Метод рівномірно розподіленого навантаження.
- 5.4 Загальний аналітичний метод розрахунку параметрів системи електропостачання
- 5.5 Застосування методів розрахунку в режимі тягових навантажень і рекуперації

5.1 Мета, завдання і методи розрахунку параметрів ланцюгів внутрішнього електропостачання міського транспорту

Різні способи передачі електричної енергії значною мірою визначають схему електропостачання електричного транспорту. Вибір електричної схеми залежить від:

- взаємного розташування споживачів;
- вимог до безперебійності живлення; числа, потужності і напруги джерел живлення і мереж ;
- прийнятих значень струмів короткого замикання
- конструктивних особливостей і техніко-економічних характеристик електротранспорту.

Напруга мережі, кількість, потужність і розташування розподільних і трансформаторних підстанцій вибирають на основі техніко-економічних розрахунків.

Відповідно, з вищезазначеними пунктами, у даний час розрізняють зовнішнє і внутрішнє електропостачання електротранспорту, які взаємопов'язані між собою і розділяються, практично, умовно (див. розділ 3).

Для електротранспортної системи основним джерелом живлення є внутрішнє електропостачання, яке являє собою комплекс електричних мереж і підстанцій, з урахуванням території, загальною розгалуженості, значної кількості електротехнічних пристроїв керування і захисту.

Залежно від конкретних вимог забезпечення живлення електричною енергією приймачів і споживачів електротранспорту застосовують різні схеми електропостачання: радіальні, магістральні і кільцеві (див. розділ 3).

Для ліній електропостачання електротранспорту, що знаходяться в постійній експлуатації, необхідно проводити перевірочні розрахунки параметрів, які визначають системи внутрішнього електропостачання.

При цьому вирішуються наступні завдання:

- вибір схеми живлення і секціонування тягової мережі електротранспорту;
- вибір потужності тягових підстанцій, типу і числа перетворювальних агрегатів, що беруть участь в електропостачанні електротранспорту;
- вибір перерізів проводів тягової мережі електротранспорту та її розрахунок;
- вибір способів захисту ліній живлення електротранспорту від струмів КЗ;
- визначення техніко-економічних показників роботи окремих елементів системи електропостачання електротранспорту.

Зазначені завдання визначають мету розрахунку, а саме – з'ясування роботоздатності системи електропостачання електротранспорту, як в нормальних, так і в аварійних, а також в вимушених режимах.

Для вирішення вказаних завдань використовуються різні методи, які умовно можна розділити на:

- розрахунки, що засновані на конкретному графіку руху електротранспорту;
- розрахунки, що засновані на заданих розмірах руху, які характеризуються інтенсивністю руху електротранспорту за розрахунковий період і будь-якими відхиленнями, що призводять до зміни графіків рухів ЕРС.

Методи розрахунку умовно діляться на дві групи.

Методи розрахунку I групи застосовуються для розрахунку параметрів ЕРС метрополітену і залізниці, тому що графік руху на цих видах транспорту витримується з порівняно невеликими відхиленнями. Такі методи розрахунку також можна використовувати для розрахунку параметрів довгих вильотних ліній і ліній заміського трамвая.

Методи розрахунку II групи застосовні для трамвая і тролейбуса, при русі яких спостерігаються значні відхилення реального графіка їх руху від запланованого розрахункового.

Методи розрахунку зазначених груп є проектними, тому для них застосовні перевірочні розрахунки.

У всіх методах розрахунку вихідними даними є параметри тягової мережі електротранспорту, опір і знос проводів, струми навантаження, температура навколишнього середовища.

У всіх методах розрахунку присутня певна похибка, яка в цілому може складати $\pm(10-15) \%$, що не може надавати помітного впливу на показники системи електропостачання електротранспорту.

5.2 Метод перерізу графіка і розрахунок миттєвих схем

Даний метод застосовується для розрахунку параметрів ЕПС при певному його розташуванні на ділянці руху, що аналізується.

При цьому вихідними даними є: заданий графік руху, при якому відома схема тягового шляху ЕРС і виражає залежність $t(l)$, а також має діаграми, які характеризують значення струму, споживаного ЕРС (де t – час; l – відстань, що проходить ЕРС).

В результаті розрахунку з'являється ряд миттєвих схем, кожна з яких являє собою схему електричної мережі. При цьому на схемах також відображаються місця розташування електричних навантажень, які відповідають дійсним значенням для даного моменту часу руху ЕРС, і втрата напруги на струмоприймачі з урахуванням навантажень інших ЕРС, які знаходяться на даній ділянці.

За результатами розрахунків миттєвих схем будуються графіки зміни у часі навантажень живильних ліній ЕРС, а за ним – тягових підстанцій, втрат напруги і потужності в тяговій мережі.

Для розрахунку вводяться попередні умови і припущення:

- ЕРС однотипні і рухаються з однаковою швидкістю;
- інтервали часу між попутними поїздами і розрахункова тривалість стоянок усіх ЕРС однакова;
- криві руху (діаграми струмів) всіх поїздів однакові;
- контактна і колійна мережі шляхів обох напрямків з'єднані паралельно;
- схеми з'єднання колій і дротів контактної мережі однакові;
- шунтуюча дія ґрунту знехтується;
- опора живильних ліній не враховується;
- зовнішня характеристика тягової підстанції не враховується.

Розрахунки миттєвих схем живлення лінії проводяться аналітично або графічно.

Розглянемо аналітичний метод розрахунку миттєвих схем при односторонньому і двосторонньому живленні ділянки контактної лінії живленням з урахуванням припущень.

Розрахунок миттєвих схем при *односторонньому живленні лінії*.

При цьому опір лінії на одиницю довжини, Ом (рис. 5.1, а);

$$r = r_{ks} + r_r, \quad (5.1)$$

де r_{ks} – опір контактної мережі, Ом; r_r – опір рейкової мережі, Ом.

Узагальнена розрахункова миттєва схема наведена на рисунку 5.1, б.

Миттєвий струм лінії, А:

$$i_l = \sum_{s=1}^n i_s, \quad (5.2)$$

де i_s – струм ЕРС, які знаходяться на ділянці лінії, А;

s – ділянка шляху, м

n – кількість ЕРС.

Миттєва втрата напруги до кінця ділянки лінії, В:

$$\Delta u_L = r \sum_{s=1}^n i_s \cdot l_s, \quad (5.3)$$

де l_s – відрізок мережі між пунктом живлення і точкою прикладання навантаження.

Діаграми зміни струмів і втрат напруги в контактній лінії ділянки наведено на рисунку 5.1, в.

З отриманих діаграм можна визначити миттєві втрати напруги до кінця ділянки лінії, шляхом визначення сумарних значень на відрізках контактної лінії між суміжними навантаженнями, тому що миттєві втрати напруги визначаються усіма навантаженнями ($i_1 + i_2 + \dots + i_n$), що проходять по цій ділянці.

У загальному вигляді миттєва втрата напруги на лінії, В:

$$\Delta u_L = r \sum_{q=1}^n (l_q - l_{q-1}) \cdot \sum_{s=q}^n i_s, \quad (5.4)$$

де l_q, l_{q-1} – довжина ділянок, м (q – порядковий номер відстаней від тягової підстанції до відповідного навантаження).

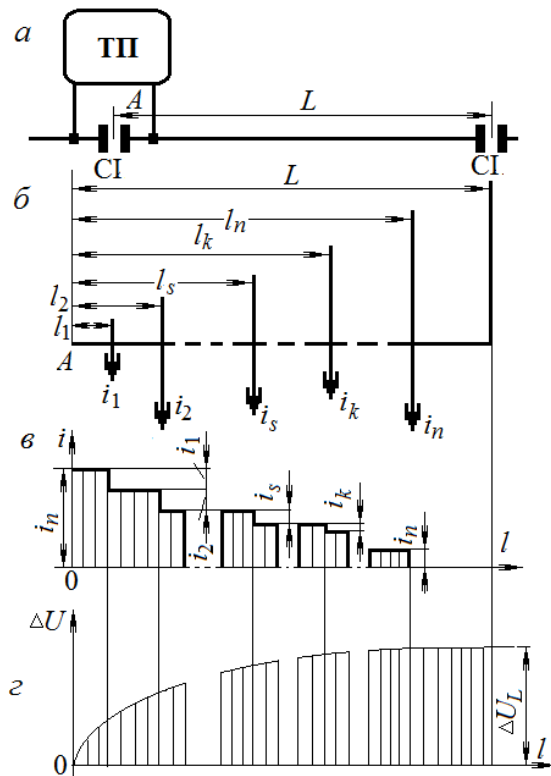


Рисунок 5.1 – До розрахунку ділянки з

однобічним живленням:

a – схема ділянки; b – узагальнена миттєва схема; $в$ – діаграма зміни струму по довжині ділянки; p – графік зміни втрат напруги; I – миттєві значення струмів ЕРС; L – довжина ділянки; l – відстань від тягової підстанції до відповідного навантаження; s – поточний порядковий номер навантаження; k – порядковий номер навантаження ЕРС, що розглядається; n – загальна кількість навантажень на ділянці в даному перерізі графіка; CI – секційний ізолятор

Миттєва втрата напруги на струмоприймачі k -го ЕРС з живильним струмом:

$$\Delta u_k = r \cdot \left(\sum_{s=1}^k i_s l_s + l_k \sum_{s=k+1}^n i_s \right), \quad (5.5)$$

де l_k – довжина ділянки розташування k -го ЕРС з живильним струмом мережі від тягової підстанції, м.

Миттєва втрата напруги на струмоприймачі k -го ЕРС з живильним струмом з урахуванням (5.4), В:

$$\Delta u_k = r \sum_{q=1}^k (l_q - l_{q-1}) \cdot \sum_{s=q}^n i_s. \quad (5.6)$$

Миттєва загальна втрата потужності на кожній ділянці лінії між суміжними навантаженнями, кВт:

$$\Delta p_L = r \sum_{q=1}^n (l_q - l_{q-1}) \cdot \left(\sum_{s=q}^n i_s \right)^2 \quad (5.7)$$

Миттєва втрата потужності на струмоприймачі k -го ЕРС, кВт:

$$\Delta p_L = \sum_{k=1}^n i_k \Delta u_k, \quad (5.8)$$

де Δu_k – визначається за виразами (5.5) або (5.6).

Причому у виразі (5.8) можуть розглядатися всі струми k -их ЕРС по черзі в даній схемі.

Якщо на ділянці є ЕРС, що працює в режимі рекуперації, то розрахунки проводяться за тими ж формулами (5.2) – (5.8), тільки струми рекуперації беруться з негативним знаком.

Розрахунок миттєвих схем при двосторонньому живленні лінії.

Для виведення основних розрахункових виразів розглянемо найпростішу миттєву схему з одним навантаженням при двосторонньому живленні ділянки (рис. 5.2, а).

Струм будь-якого k -го ЕРС:

$$i_k = i_{kA} + i_{kB}, \quad (5.9)$$

де i_{kA}, i_{kB} – складові струму від тягової підстанції А і В.

При $U_A = U_B$ втрати напруги на струмоприймачі (рис. 5.2, б):

$$r l_k \cdot i_{kA} = r (L - l_k) \cdot i_{kB}, \quad (5.10)$$

де L – відстань між підстанціями, м.

З урахуванням виразів (5.9) і (5.10) отримаємо вираз для кожної складовою струмів тягових підстанцій А і В, що утворюють струм k -го ЕРС через величину i_k :

$$i_{kA} = i_k \frac{L - l_k}{L}; \quad i_{kB} = i_k \frac{l_k}{L}. \quad (5.11)$$

При наявності декількох ЕРС на ділянці лінії (див. рис. 5.2, б) миттєве значення струму живильної лінії від кожної з тягових підстанцій:

$$i_A = \sum_{k=1}^n i_{kA} = \frac{1}{L} \sum_{k=1}^n i_k (L - l_k) \quad (5.12)$$

$$i_B = \sum_{k=1}^n i_{kB} = \frac{1}{L} \sum_{k=1}^n i_k \cdot l_k \quad (5.13)$$

Для миттєвої схеми тягової мережі сумарне навантаження:

$$i_A + i_B = \sum_{s=1}^n i_s \quad (5.14)$$

З урахуванням виразів (5.12) або (5.13) можна розрахувати миттєве значення струму живильної лінії від однієї або інших підстанцій по (5.14) або:

$$i_B = \sum_{s=1}^n i_s - i_A \quad (5.15)$$

Для цього на діаграмі (рис. 5.2, в) необхідно визначити точку строморозділу шляхом почергового віднімання навантажень, поки різниця не стане менше навантаження, що знаходиться поруч.

Миттєва схема розрізається по строморозділу на дві частини і при цьому кожна частина розглядається як самостійна тягова мережа з одностороннім живленням і розраховується за виразами (5.2) – (5.8).

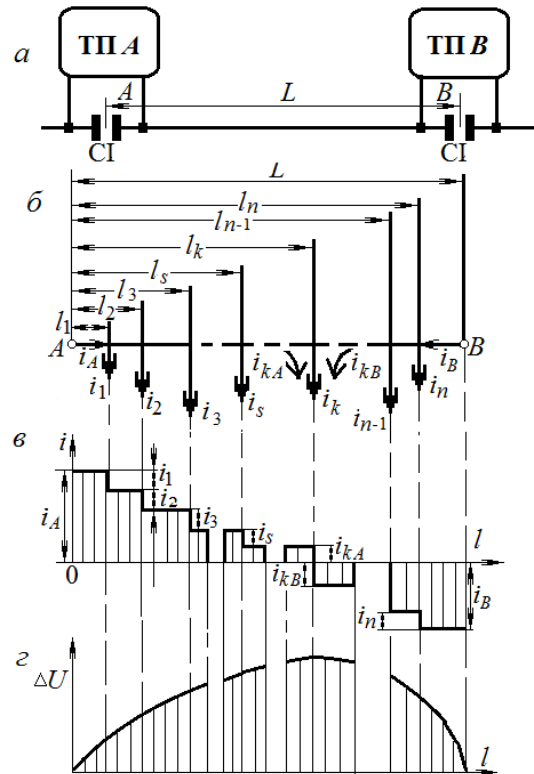


Рисунок 5.2 – До розрахунку ділянки з двобічним живленням:

а – схема ділянки; б – узагальнена миттєва схема; в – діаграма зміни струму по довжині ділянки; г – діаграма зміни втрати напруги

Якщо напруги на виході тягових підстанцій неоднакові, тобто $U_A > U_B$, то з контактної лінії протікає зрівняльний струм, який викликаний різницею напружень підстанцій:

$$i_u = \frac{U_A - U_B}{rL} . \quad (5.16)$$

З урахуванням неоднаковості напруг тягових підстанцій:

$$i_A = \frac{1}{L} \sum_{k=1}^n i_k (L - l_k) + \frac{U_A - U_B}{rL} \quad (5.17)$$

$$i_B = \frac{1}{L} \sum_{k=1}^n i_k l_k - \frac{U_A - U_B}{rL} . \quad (5.18)$$

Всі отримані розрахункові значення зводяться в таблицю.

На їх основі визначається середня величина струму на лінії за деякий час T :

$$I_L = \frac{1}{T} \sum_{h=1}^H \frac{i_{l(h)} + i_{l(h+1)}}{2} \cdot (t_{(h+1)} - t_{(h)}) , \quad (5.19)$$

де H – повне число перерізів графіка, що використане для визначення величин середнього струму живильної лінії;

h – поточне значення номера перерізу;

$i_{l(h)}$, $i_{l(h+1)}$ – зміна струму стрибком в перерізі розрахункової подальшої (h) і попередньої величини $(h+1)$;

$t_{(h)}$, $t_{(h+1)}$ – зміна струму стрибком в перерізі за розглянутий період часу.

Середній квадратичний струм живильної лінії за період часу T :

$$I_L = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{h=1}^H \frac{i_{l(h)}^2 + i_{l(h+1)}^2}{2} \cdot (t_{(h+1)} - t_{(h)})} . \quad (5.20)$$

За значеннями часу, що розраховані, будуються діаграми і визначається середня втрата напруги на струмоприймачах ЕРС.

Для більш точного розрахунку параметрів живильної лінії необхідно враховувати опори і характеристики тягових підстанцій.

Опір тягової підстанції можна визначити з її зовнішньої характеристики, а опір всіх позитивних і негативних ліній живлення можна замінити еквівалентним опором R_{ecv} .

Тоді довжина еквівалентного дроту та опору:

$$L_{ecv} = R_{ecv} / r \quad (5.21)$$

$$R_{ecv} = R_{+l} + R_{-l} + R_{ТП} , \quad (5.22)$$

де R_{+l} , R_{-l} , $R_{ТП}$ – опори позитивної, негативної лінії та тягової підстанції.

Таким чином, ділянка контактної лінії L збільшується на відрізок довжиною $(L + L_{ecv})$ при односторонньому живленні (рис. 5.3, б) і довжиною $(L + 2L_{ecv})$ при двосторонньому живленні і симетричною схемою (рис. 5.3, в).

Для випадку $L_{ecv(A)} \neq L_{ecv(B)}$:

$$L_{ecv(A)} = R_{ecv(A)} / r; \quad L_{ecv(B)} = R_{ecv(B)} / r \quad (5.23)$$

Довжина ділянки розрахункової схеми у цьому випадку (рис. 5.3, з):

$$L_{ecv(A)} + L + L_{ecv(B)} \quad (5.24)$$

З урахуванням схем (рис. 5.3, в та рис. 5.3, з) визначається струморозділ, як показано вище, і проводиться розрахунок за виразами (5.2) – (5.8).

Виходячи з прийнятих припущень, можна сказати, що даний метод розрахунку найбільш застосовується для розрахунку тролейбусних ліній, у яких тягова мережа симетрична, а тому опір на одиницю довжини однієї контактної лінії тролейбуса без всяких припущень:

$$r = 2r_{ks} \quad (5.25)$$

Тягова мережа трамвая і метрополітену несиметрична, тому в якості зворотнього проводу використовуються ходові рейки. При цьому контактна мережа секціонується, і схема приєднання позитивних живильних ліній до контактної мережі, найчастіше не збігається зі схемами приєднання негативних живильних ліній до рейкової мережі. Точно також число позитивних живильних ліній може не збігатися з числом негативних.

Тому для рейкового транспорту необхідно проводити роздільно розрахунки контактної і рейкової мережі.

Таким чином, очевидно, що даний метод розрахунку дуже трудомісткий і застосовується рідко, а саме тільки для ліній, де чітко витримується графік руху.

5.3 Метод рівномірно розподіленого навантаження

Даний метод заснований на заміні змінних навантажень на еквівалентні значення, що незмінні в часі і рівномірно розподілені вздовж контактної лінії. Переваги методу – невелика трудомісткість обчислень і можливість розрахунків мереж, практично, будь-якого ступеня складності.

Вихідними даними для розрахунку є інтенсивність руху ЕРС і середні значення їх струмів, а також параметри тягової мережі.

Розрахункове значення еквівалентного рівномірно розподіленого навантаження для різного типу ЕРС з урахуванням середнього значення струму, А:

$$i_{rr} = \frac{1}{L} \sum_{q=1}^{\tau} I_q n_q, \quad (5.26)$$

де I_q – середнє значення струму ЕРС q – го типу, А;

n_q – кількість ЕРС q – го типа;

τ – кількість типів ЕРС на ділянці.

При однотипному ЕРС:

$$i_{rr} = \frac{1}{L} \sum_{s=1}^n I_s, \quad (5.27)$$

де I_s – середній струм s -го ЕРС, А;

n – кількість ЕРС на ділянці.

Кількість ЕРС для одноколійної ділянки:

$$n = NL / \vartheta_{ecv} = NT_y. \quad (5.28)$$

Кількість ЕРС для двоколійного ділянки:

$$n = 2NL / \vartheta_{ecv} = 2NT_y, \quad (5.29)$$

де N – частота руху ЕРС, год;

T_y – час ходу по ділянці в одному напрямку, г.;

ϑ_{ecv} – еквівалентна експлуатаційна швидкість руху ЕРС, км/год.

Для наземного міського транспорту кількість ЕРС на ділянці:

– для одноколійної

$$n = \frac{60L}{t_{int} \vartheta_{ecv}} = \frac{60}{t_{int}} \cdot T_y, \quad (5.30)$$

де t_{int} – інтервал часу руху між ЕРС, год:

– для двоколійної ділянки

$$n = \frac{2 \cdot 60L}{t_{int} \vartheta_{ecv}} = \frac{120}{t_{int}} \cdot T_y. \quad (5.31)$$

Розрахункове рівномірно розподілене навантаження з урахуванням питомої витрати енергії:

$$i_{rr} = \frac{1}{U_n} \sum_{q=1}^{\tau} w_q m_q N_q \quad (5.32)$$

або

$$i_{rr} = \frac{60}{U_n} \sum_{q=1}^{\tau} \frac{w_q m_q}{t_{int.q}}, \quad (5.33)$$

де U_n – номінальна напруга тягової мережі, В;

w_q – питома витрата енергії ЕРС q -го типу, кВт·год.;

m_q – маса одиниці ЕРС q -го типу.

Метод рівномірно розподіленого навантаження використовується для розгалуженої і нерозгалуженої тягової мережі з однобічним і двобічним живленням. З застосуванням сучасних програм можна отримати не тільки необхідні параметри тягової мережі, але і розрахувати найбільш напружені і недовантажені її ділянки.

В цілому даний метод використовується лише для орієнтовних попередніх розрахунків. Його точність може підвищуватися зі збільшенням кількості одиниць ЕРС на ділянках, що розглядаються.

5.4 Загальний аналітичний метод розрахунку параметрів системи електропостачання

Даний метод враховує особливості роботи системи електропостачання ЕРС з урахуванням:

- зміни тягових навантажень і переміщення по ділянці ЕРС;
- зміни у часі кількості ЕРС, що перебувають одночасно на ділянці.

У зв'язку зі складністю врахування перерахованих факторів вводяться визначені припущення, які свого часу вніс проф. В. Е. Розенфельд, використовуючи теорію ймовірності:

- у будь-який момент часу на ділянці знаходиться незмінна кількість ЕРС, що дорівнює середньому значенню n за період, що розглядається;
- будь-яка комбінація зі взаємного розташування ЕРС на ділянці одноімовірна;
- ЕРС незалежно один від одного споживають будь-які струми, значення яких знаходяться в межах, що можливі для кожного ЕРС.

Практично, наведені припущення є реальними. Тому помилки, які мають місце при розрахунках, взаємно компенсуються, що забезпечує до-

силь високу ступінь точності результатів. Це підтверджується також на практиці, де похибка результатів не перевершує $5\pm 7\%$.

Вихідними даними для розрахунків є:

- заданий обсяг руху ЕРС на ділянці;
- середнє значення споживаного струму ЕРС;
- параметри тягової мережі.

Середня кількість ЕРС на ділянці:

$$n = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^m n_i T_i, \quad (5.34)$$

де T – період часу знаходження ЕРС на ділянці, год.;

n_i – кількість ЕРС на ділянці за період часу T_i ;

m – кількість ділянок тягової мережі, що входять в розрахунковий інтервал часу.

На практиці для зменшення похибки в розрахунках параметрів використовується ефективне значення n_{ef} кількості ЕРС:

$$n_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^m n_i^2 T_i} = C_{ef}. \quad n_{ef} = C_{ef} \cdot n \quad (5.35)$$

Середня величина струму ЕРС визначається по діаграмам струмів або по питомій витраті енергії:

$$I = \frac{w \cdot m \cdot \vartheta}{U}, \quad (5.36)$$

де w – питома витрата енергії одиниці ЕРС, Вт·год/(т·км);

m – маса одиниці ЕРС, т;

ϑ – експлуатаційна швидкість руху одиниці ЕРС, км/год;

U – середня напруга на струмоприймачі ЕРС, В (табл. 5.1).

Перерахунок на інші умови проводиться як:

$$I = k_i k_y k_v k_p I_0 + I_{cn}, \quad (5.37)$$

де k_i – поправка на ухили;

k_y – поправка на багатопускові режими ЕРС при різних умовах руху (для трамвая $k_y = 1,15$; для тролейбуса $k_y = 1,1$; інших випадках $k_y = 1$);

k_v – поправка на експлуатаційну швидкість v_e (для трамвая

$k_v = 0,062 v_e$; для тролейбуса $k_v = 0,058 v_e$);

k_p – поправка на довжину перегону ЕРС;

I_0 – базовий струм ЕРС (взимку, влітку), А;

I_{cn} – середній струм власних потреб ЕРС (взимку, влітку), А.

Таблиця 5.1 – Середнє значення питомої витрати електроенергії

Вигляд транспорту	Питома витрата енергії ЕРС, w , Вт·год/(т·км) з урахуванням $I_{сн}$
Метрополітен	40 – 60
Трамвай	35 – 80
Трамвай при коротких перегонах і великих швидкостях	До 100
Тролейбус	150 – 200

Для більш точних розрахунків параметрів використовуються криві споживання струму ЕРС в різні періоди часу, що призводить до розрахунку трудомісткості. Даний метод також використовується для розрахунку тягової мережі з одnobічним і двобічним живленням, використовуючи сучасні програми. При цьому всі розрахункові формули зазвичай зводяться в таблиці.

5.5 Застосування методів розрахунку в режимі тягових навантажень і рекуперації

Максимальні навантаження тягової мережі визначають перевантажувальну здатність окремих пристроїв і елементів електропостачання.

Для розрахунку максимальних навантажень ЕРС використовується, в основному, метод перетину графіка (див. п. 2). Недоліком цього методу є те, що він не дозволяє отримати значення максимальних навантажень тягової мережі при проектуванні її на перспективу, тому що неможливо чітко визначити ймовірність відхилень графіків рухів ЕРС і важкі умови роботи в системі електропостачання.

При реальних розрахунках використовується метод безпосередньої розстановки ЕРС, який має свої особливості.

На ділянці, що розглядається, намічають розташування ЕРС, який відповідає найбільш несприятливим можливим випадкам. При цьому вважається, що кожен ЕРС споживає найбільший можливий струм для кожної розстановки. Таким чином отримуються деякі миттєві схеми і визначаються струми живильної лінії. Найбільше з отриманих значень є максимальний струм контактної мережі від живлячого пункту, або, що те ж саме, - максимальний струм живильної лінії.

Зі збільшенням кількості ЕРС на лінії збільшується і кількість команд, що призводить до трудомісткості розрахунку параметрів даним методом.

Тому в даному випадку краще використовувати аналітичний метод розрахунку максимальних навантажень ЕРС по залежності $\frac{I_{max}}{I}(n)$, що отримана емпіричним шляхом і зв'язує відношення максимальних та середніх значень навантажень з середнім значенням кількості ЕРС на ділянці (рис. 5.3). Даний метод розрахунку є орієнтовним, але він дозволяє визначити максимальні значення навантажень на живильних лініях і тягових підстанціях.

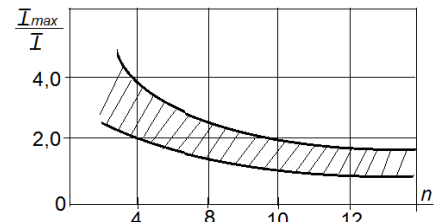


Рисунок 5.3 – Залежність відношення максимального струму до середньої кількості поїздів на ділянці

В якості розрахункового максимального значення струму живильної лінії обираються значення не фізичного максимуму, а деякі менші значення з урахуванням того, що ймовірність порушення нормальної експлуатації ЕРС будуть дуже рідкісними. Така ймовірність визначається допустимим значенням (p_{dop}). На практиці приймається $p_{dop} = 10^{-5} \dots 10^{-3}$, що приблизно відповідає від 1 – 2 до 10 – 15 випадків на тиждень, коли струм живильної лінії досягає або перевищує розрахункове максимальне значення I_{Lmax} .

Для визначення розрахункового максимального струму, як при однобічному, так і при двобічному живленні лінії міського електротранспорту, використовуються також спеціальні номограми.

Розрахунки ділянок мережі, на яких є рекупераційний рухомий склад, проводяться за тим же аналітичним методом, що показаний вище. Різниця полягає в значенні середнього струму поїзда, що буде менше для ЕРС, який працює в режимі рекуперативного гальмування. Якщо енергія, яка віддається в мережу за період рекуперації, більше споживаної з мережі за періоди тяги, то середній струм ЕРС при цьому може бути негативним.

Максимальне значення струму рекуперації при надлишковій

$$I_{max} = I_{rek} \cdot n \cdot \left(\frac{z_p \sqrt{k_{ef}^2 - 1}}{\sqrt{n}} - 1 \right), \quad (5.38)$$

де I_{rek} – середнє значення струму ЕРС за час рекуперації, А;

n – кількість ЕРС на ділянці лінії;

z_p – функція ймовірності p_{dop} , яка визначається з таблиць інтегралів ймовірності ($z_p = 3,1$ при $p_{dop} = 10^{-3}$; $z_p = 4,3$ при $p_{dop} = 10^{-5}$);

k_{ef} – коефіцієнт ефективності струму ЕРС при рекуперації.

Якщо визначений графік руху ЕРС за добу, то можна визначити надлишкову енергію рекуперації:

$$W_{isb} = \int_0^{24} P_{isb} dt, \quad (5.39)$$

де P_{isb} – надлишкова потужність при рекуперації одного ЕРС, кВт.

На підставі отриманих величин проводять техніко-економічні розрахунки і приймаються рішення, що доцільніше встановлювати на тяговій підстанції інвертор або пристрій, який поглинає.

Визначення кількості n ЕРС, що працюють в режимі рекуперації, залежить від напруги на струмоприймачі. Наприклад, якщо U в режимі рекуперації має максимальне значення, то необхідно враховувати тільки ЕРС, що знаходяться на даній ділянці. Якщо U в режимі рекуперації має значення нижче максимального, то можна враховувати всі ЕРС, які отримують живлення від даної тягової підстанції.

Контрольні питання

1. Що враховується при перевірочних розрахунках параметрів, які визначають системи внутрішнього електропостачання?
2. Які методи використовуються для розрахунку параметрів ЕРС?
3. Які попередні умови і допущення вводяться для розрахунку миттєвих схем електроживлення мережі?
4. Які основні параметри миттєвої схеми розраховуються при одно- або двосторонньому живленні тягової мережі?
5. У чому полягає сутність методу рівномірно розподіленого навантаження?
6. Що враховує аналітичний метод розрахунку параметрів системи електропостачання мережі?
7. Що є вихідними даними для розрахунку параметрів електропостачання мережі аналітичним методом?
8. Який метод використовується для розрахунку максимальних навантажень ЕРС?
9. За яким методом проводяться розрахунки параметрів ділянок мережі, на яких є рекупераційний рухомий склад?
10. Від чого залежить визначення кількості ЕРС, що працюють в режимі рекуперації на лінії?

ЛЕКЦІЯ 6

КОНТАКТНА МЕРЕЖА ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

6.1 Класифікація контактної мережі електротранспорту

6.2 Особливості контактної мережі тролейбуса і основні її елементи

6.3 Контактна мережа трамвая і основні її елементи

6.4 Контактна мережа метрополітену.

6.1 Класифікація контактної мережі електротранспорту

Контактна мережа – комплекс пристроїв, необхідних для передачі електроенергії від тягових підстанцій до ЕРС через струмоприймачі.

Контактна мережа є частиною тягової мережі і може бути виконана з контактною рейкою або контактною підвіскою. Перша контактна підвіска з'явилася в 1881 в Німеччині.

Контактні мережі з контактними підвісками класифікують:

- по виду електрифікованого транспорту (магістрального, високошвидкісного, трамвая і тролейбуса, кар'єрного транспорту, копальневого підземного та ін.);

- по роду струму і номінальній напрузі ЕРС, що живиться від контактної мережі;

- по розміщенню контактної підвіски відносно осі рейкового шляху для центрального (магістрального) або бічного (промислового транспорту) струмоз'єму;

- по типах контактної підвіски – контактні мережі з простою, ланцюговою або спеціальною підвіскою;

- по особливостях виконання – контактні мережі перегонів, станцій, для мистецтв, споруд.

Основними елементами контактної мережі з контактною підвіскою (повітрям) є:

- дроти контактної мережі (контактний дріт, що несе трос, що посилює дріт і ін.);

- опори, підтримувальні пристрої (консолі, гнучкі і жорсткі поперечки);

- ізолятори.

Контактна мережа з підвіскою по виду та конструкції класифікується як:

- *проста*, у якої контактний дріт, вільно висить між розташованими на опорах точками підвісу. Застосовуються такі підвіски тільки для пристрою контактної мережі в умовах кар'єрів, а також для трамвайних ліній;

– *поперечно-ланцюгова*, у якій контактний дріт висить не вільно між опорами контактної мережі, а на часто розташованих проволочках, так званих струнами, прикріплених іншим кінцем до троса, що несе;

– *подовжньо-ланцюгова*, яка є натягнутим уздовж траси подовжнім тросом, що підвішений на жорстких або гнучких поперечках. До нього за допомогою струн підвішений контактний дріт. Така підвіска дуже еластична. Завдяки цьому контактний дріт менше зношується, що подовжує термін його служби;

– *просторово-ромбовидна*, яка має два троси, які є несучими, і два контактні проводи, які утворюють ромбовидні фігури, що симетричні відносно осі шляху. Троси розташовуються по обидві сторони від осі шляху і жорстко закріплені на горизонтальній консолі поодинокі опори або на жорсткій поперечці в точках підвісу через ізолятори. Такого типу підвіски забезпечують кращі динамічні характеристики контактної мережі, ніж вертикальні.

Повітряна контактна мережа підвішується на різних опорах. При цьому між точками підвіски спостерігається провисання контактного дроту.

Велика стріла провисання шкодить контактній мережі, оскільки рухомий уздовж контактного дроту струмоприймач може в точках підвіски відірватися від дроту.

У момент відриву між струмоприймачем і дротом утворюється електрична дуга. Відновлення контакту відбувається з ударом струмоприймача об дріт. Також при русі ЕРС відбувається розгойдування струмоприймачів.

Перераховані явища прискорюють знос контактного дроту і струмоприймачів, погіршують якість струмознімання, а також створюють радіоперешкоди.

Уникнути цих явищ дозволяють:

– еластична підвіска. При цьому, проходячи точку підвісу, струмоприймач підводить підвіс;

– регулювання натягнення дроту з метою зменшення стріли провисання. Регулювання може здійснюватися як вручну, двічі в рік, так і автоматично, за допомогою противаг.

Деякі різновиди підвісок, наприклад, маятникова, не вимагають спеціальних пристосувань для регулювання натягнення проводу.

Для забезпечення можливості живлення контактної мережі від декількох тягових підстанцій, а також для ремонту окремих ділянок без відключення всієї контактної мережі застосовується секціонування контактної

мережі. При цьому контактна мережа розбивається на ділянки, так звані секції. Кожна секція живиться від окремого фідера, що підключений до тягової підстанції. У разі несправності на тяговій підстанції (чи пошкодження фідера) секція може отримувати живлення від іншої найближчої тягової підстанції.

Для забезпечення надійної ізоляції секцій і запобігання утворення дуги, яка може порушити ізоляцію між секціями при проходженні струмознімачів з однієї секції в іншу, використовуються секційні ізолятори.

Таким чином, секціонування підвищує надійність контактної мережі, забезпечуючи безперебійну подачу електроенергії.

Контактні мережі з контактною рейкою являють собою жорсткий контактний провід, який призначений для здійснення ковзного контакту зі струмоприймачем рухомого складу ЕРС (електровоза, моторного вагона) і є фазою (при змінному струмі) або полюсом (при постійному струмі). Іншою фазою (або полюсом) служить рейкова мережа.

Ходові рейки вперше були використані для передачі електроенергії ЕРС в 1876 році російським інженером Ф. А. Піроцьким.

Контактні рейки виготовляються з м'якої сталі. При цьому форма і поперечні розміри ідентичні за формою і розмірами звичайних рейок. Контактна рейка кріпиться до кронштейнів за допомогою ізоляторів, які, в свою чергу, монтуються на шпали ходових рейок.

Основна область застосування контактних рейок – підземний залізничний транспорт, зокрема, забезпечення руху поїздів метрополітену. Рідше дане технологічне рішення застосовується на відкритих лініях при відносно невисокої напрузі (не більше 3000 В).

Також контактна рейка застосовується для забезпечення енергією підйомного обладнання (наприклад, підйомних кранів) і складських транспортних пристроїв, підвісних доріг, електроталей, верстатів, освітлювальних пристроїв та інших подібних технічних засобів.

Розрізняють два типи контактних рейок:

- *бічний*, який закритий зверху і з боків ізоляційним коробом, а електроживлення знімається знизу контактним «черевиком», що проходить;

- *нижній*, при якому відсутня ізоляція.

В залежності від того, як розташована контактна поверхня, розрізняють наступні види струмознімання:

- *нижнє струмознімання*, у якого контактна поверхня знаходиться знизу;

– верхнє струмознімання, у якого контактна поверхня розташована зверху;

– бічне струмознімання, у якого контактна рейка повернута на 90 градусів, в результаті чого контактна поверхня знаходиться збоку.

Контактні рейки являють собою підвищену небезпеку для людини при дотику до них, тому що вони знаходяться під високою напругою.

Для забезпечення безпеки людей застосовують спеціальні захисні коробки (рис. 6.1), які встановлюються на контактні рейки по всій їх довжині і закривають їх зверху і з боків, а у місцях переходів через контактну рейку (наприклад, схожі містки у торцях станцій) поверх коробки встановлюються діелектричні гумові смуги.

Для плавного заходу контактного «черевика» під контактну рейку і плавного сходження з неї в місцях розриву встановлюються кінцеві відводи (рис. 6.2).

Робоча поверхня кінцевого відведення на деякій відстані від стику зберігає свою висоту щодо головок колійних рейок, а потім поступово підвищується до кінця відводу з певним ухилом.



Рисунок 6.1 – Захисний короб на контактній рейці

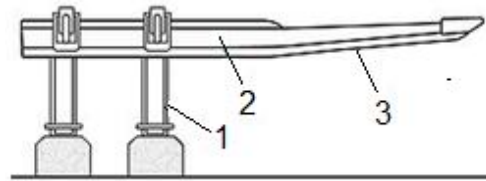


Рисунок 6.2 – Кінцеве відведення контактної рейки:

1 – кронштейн для кріплення контактної рейки; 2 – контактна рейка; 3 – нахил робочої поверхні

Підвіска кінцевих відводів рейки здійснюється за допомогою кронштейнів, якими підвішується контактна рейка. Відводи приєднуються до контактної рейки за допомогою звичайних стиків без зазорів.

Для поділу на ізольовані секції в контактних рейках влаштовують розриви, які не повинні бути більше, ніж відстань між струмоприймачами одного вагона.

Крім того штучно розриви влаштовуються на переїздах і в місцях розташування стрілок, щоб уникнути перерви в електроживленні.

6.2 Особливості контактної мережі тролейбуса і основні її елементи

Контактна мережа тролейбуса являє собою повітряну контактну мережу, що призначена для передачі електроенергії з тягових підстанцій на електрорухомий склад тролейбуса.

Конструкція контактної мережі тролейбуса відрізняється від контактної мережі рейкового транспорту тим, що тролейбус не має постійного електричного контакту з поверхнею, яку можна було б використовувати в якості другого проводу, а також вимогою маневреності – тролейбусу потрібна можливість відхилятися від контактної мережі як мінімум на сусідню смугу руху.

У зв'язку з цим контактна мережа тролейбуса має деякі особливості:

- мережа двопровідна, причому дроти закріплені на невеликій відстані і надійно ізолювані один від одного. Це передбачає більш складну конструкцію, як прямих ділянок мережі, так і перетинів і розгалужень з широким застосуванням секційних ізоляторів, які ізолюють один від одного не тільки секції електроживлення, але і дроту різної полярності в місцях перетину;

- використовуються штанги зі струмоприймачами, через які здійснюється контакт з контактною мережею, що має гнучкі контактні дроти;

- для згладжування поворотів ЕРС використовуються спеціальні криві тримачі;

- особливі конструкції перетинів дротів, як тролейбусних ліній між собою, так і з трамвайними лініями;

- необхідність встановлення спеціальних стрілок, причому розбіжні стрілки обов'язково повинні бути керованими.

- більш складна конструкція термокомпенсаторів. Іноді, щоб не встановлювати складні пристрої термокомпенсації застосовують маятникову підвіску, або проводять ручні сезонні регулювання натягу дротів.

Всі ці особливості роблять контактну мережу тролейбуса порівняно складною і важкою і, отже, створює порівняно велике навантаження на опори.

Тому до контактної мережі тролейбуса, висувають більш високі вимоги, а особливо до їх опор:

- необхідна висота контактних дротів над рівнем дорожнього полотна повинна бути в точках підвішування $5,7 \pm 0,1$ м;

- напруга в контактній мережі тролейбуса в більшості випадків має становити не менше 600 В;

– падіння напруги в будь-якій точці контактної мережі не повинно перевищувати 15%.

Основними елементами контактної мережі тролейбуса є:

- опори та опорні конструкції;
- контактні підвіски;
- арматура і спецчастини
- контактні, живлячі та зміцнюючі дроти.

В якості *опори* для контактної мережі тролейбуса можуть використовуватися як стовпи, що розраховані на вагу контактної мережі, так і стіни будівель і споруд.

Опори контактної мережі тролейбуса бувають як металеві, так і залізобетонні довжиною від 9,5 до 15 м.

Залізобетонні опори, в залежності від форми перерізу, виготовляють з центріфугірованого, вібрірованого або вібропресового бетону. До переваг залізобетонних опор належать їх низька металоємність, довговічність, стійкість проти корозії, опори не вимагають систематичного забарвлення. Однак вони в два рази важче металевих і при тих же розмірах допускають менше навантаження.

Залізобетонні опори виготовляють циліндричного (трубчастого), прямокутного і двотаврового перерізу. Найбільш широко застосовують циліндричні опори з деякою конусністю в бік кріплення кронштейна. Вага опор від 390 до 900 кг.

Для розміщення кабельного оброблення опори мають порожнисту цокольну частину з вікнами розміром 350×125 мм, що закриваються металевими щитами. Опори закладені в бетонний фундамент.

Металеві трубчасті опори в експлуатації зручніше залізобетонних, володіють більш високими міцними якостями. Їх технологічні якості вище, тому що вони зроблені складовими з труб різного діаметру.

Кріплення контактної підвіски до стін будівель здійснюється з використанням шумо- і віброгасників.

Найбільш поширеними є такі види підвісок контактної мережі:

– *проста некомпенсована підвіска* на гнучких перетинах (рис. 6.3).

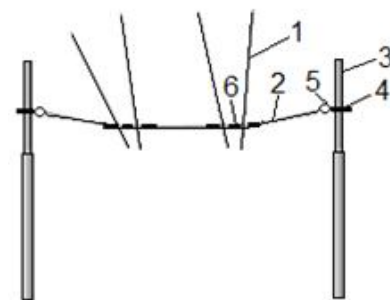


Рисунок 6.3 – Проста некомпенсована підвіска: 1 – контактний провід; 2 – поперечний трос; 3 – опора; 4 – хомут; 5 – пружений ізолятор; 6 – ізолятор з дельта-деревини

Така підвіска проста у спорудженні, не складна в обслуговуванні і забезпечує найменшу максимальну швидкість руху тролейбусів. При використанні такої підвіски провисання контактного дроту найбільше позначається на зносі струмоприймачів і контактного проводу, тому опори доводиться розташовувати досить часто, а крім того, більш ретельно контролювати натяг контактного проводу;

– *поперечно-ланцюгова некомпенсована підвіска* (рис. 6.4). Перевага: покращена якість кріплення контактний проводу, а саме його горизонтальна і вертикальна стабілізація і однорівневе розташування позитивного і негативного дротів;

– *поздовжньо-ланцюгова підвіска на кронштейні* (рис. 6.5), яка може виконуватися компенсованою і некомпенсованою, а також на гнучких поперечках. Переваги: хороша еластичність, добрий контакт. Доступність високих швидкостей руху. На приміських або виносних лініях дозволяється розташовувати опори на збільшеній відстані. Недоліки: велика складність, вага;

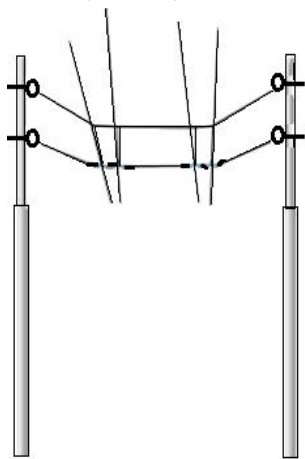


Рисунок 6.4 – Поперечно-ланцюгова підвіска некомпенсована

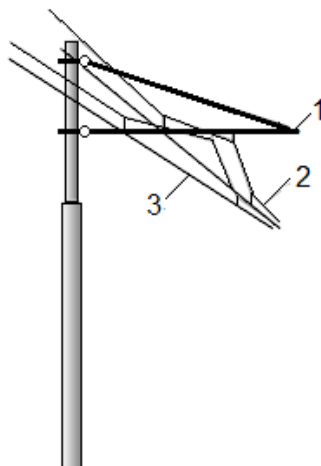


Рисунок 6.5 – Поздовжньо-ланцюгова підвіска на кронштейні: 1 – кронштейн; 2 – подовжній трос; 3 – контактний дріт

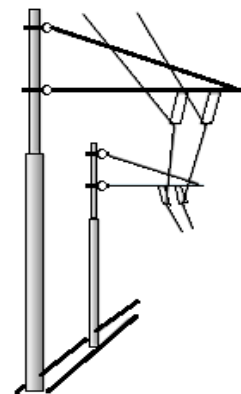


Рисунок 6.6 – Маятникова підвіска

– *маятникова підвіска* (рис. 6.6) дозволяє виключити як сезонні регулювання натягу контактних проводів, так і складні механізми стабілізації натягу. Крім того вона забезпечує досить хорошу еластичність контактної мережі. Найбільш вигідно використовувати таку схему підвіски в регіонах з різко континентальним кліматом (з понад 40°C) річною амплітудою температури атмосферного повітря;

– *варіант кріплення контактної мережі на кронштейні при повороті лінії* (рис. 6.7). Часто такий варіант підвіски комбінується з поздовжньо-ланцюговою для запобігання переміщення проводів в горизонтальній площині. Такий варіант підвіски використовується тільки при достатньо малому куті зламу (повороту) лінії. При великих кутах зламу використовують відтяжки від опор, які знаходяться поза кутом повороту. Переваги: можливість проходження тролейбусами поворотів на досить великих швидкостях (близьких до швидкостей проходження прямих ділянок з поздовжньою схемою ланцюгової підвіски контактних проводів).

Типові підвіси і їх основні елементи показані на рисунку 6.8.

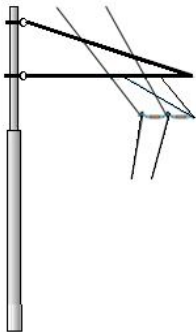


Рисунок 6.7 – Варіант кріплення контактної мережі на кронштейні при повороті лінії

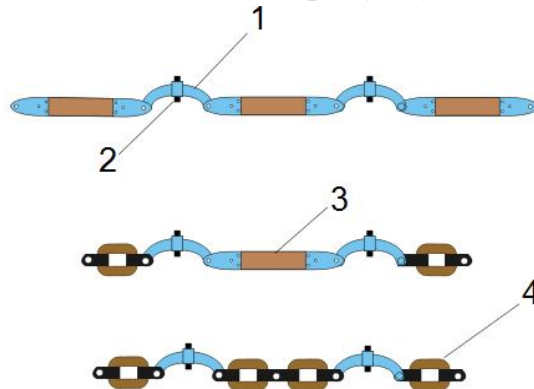


Рисунок 6.8 – Типові виконання напівжорстких підвісів контактної мережі тролейбуса
1 – підвіс неізолюваний двуплечий; 2 – місце закріплення контактної мережі; 3 – ізолятор з дельта-деревини; 4 – ізолятор пряжечний

Контактний дріт виготовляють з твердотянутої електролітичної міді. Контактні дроти мають стандартний профіль і площу поперечного перерізу 85 мм^2 . Для другорядних і рідко використовуваних ліній застосовують також дроти перерізом 65 мм^2 . Допустимо використовувати біметалічний контактний дріт зі сталеву робочою поверхнею і з алюмінієвою струмопровідною частиною марки ПКСА-80/10.

При великих електричних навантаженнях мережі, особливо на вильотних лініях, паралельно контактному проводу підвішують підсилюючий дріт, який поєднують з контактним проводом через кожні 250–300 м. Цим досягають збільшення перерізу контактної мережі. У якості підсилюючого дроту використовується алюмінієвий багатожильний провід без ізоляції.

Надійність енергопостачання тролейбуса багато в чому залежить від прийнятих схем живлення і секціонування контактної мережі. Зону конта-

ктної мережі, що обслуговується тяговою підстанцією, розбивають на ізолювані один від одного ділянки (так звані секції), кожна з яких отримує електроенергію від свого живлячого кабелю.

Ділянки контактної мережі можуть отримувати живлення як від однієї тягової підстанції (одностороння схема живлення), так і від двох (двостороння). В останньому випадку напруги на шинах постійного струму обох живильних підстанцій повинні бути рівні, а характеристики перетворювачів однакові. Згідно з правилами технічної експлуатації, втрата напруги від підстанції до струмоприймача тролейбуса, що знаходиться в будь-якому місці траси, не повинна перевищувати 15% номінальної напруги мережі, тобто 90 В.

Кількість живильних ліній дорівнює кількості ізолюваних ділянок контактної мережі, а струм по цим лініям надходить до «плюсового» контактного проводу, розташованому ближче до проїзної частини. Пройшовши через силовий ланцюг тролейбуса, струм надходить у «мінусовий» контактний провід, розташований ближче до тротуару, і по відсмоктуючому кабелю повертається на шини розподільного пристрою постійного струму тягової підстанції.

Кабельні лінії, що живлять і відсмоктуючі по перерізу, марці кабелю, трасі прокладки однакові і в аварійних ситуаціях можуть замінити один одного. Кабельні лінії виконують переважно підземними з висновками на кінцеві опори контактної мережі.

До спеціальних частин контактної мережі відносяться:

- секційні ізолятори;
- тролейбусні стрілки;
- тролейбусні та трамвайно-тролейбусні перетини;
- криві тримачі;
- стики проводів, що компенсуються та інше.

Контактна мережа поділяється на окремі ділянки за допомогою секційних ізоляторів, які мають повітряний проміжок. При проходженні струмоприймача через ізолятор виникає електрична дуга, яка здатна перекрити повітряний проміжок між двома ізолюваними ділянками і тим самим повністю зруйнувати ізолятор. Тому в контактній мережі тролейбуса застосовується пристрій для гасіння електричної дуги - секційний ізолятор типу СІ-6Д (рис. 6.9).

Контактні дроти підводять до секційного ізолятора з обох кінців і закріплюють у кінцевих затискачах 1. Ходові елементи 2 і 4 виконані з латуні або алюмінію, зазор між ними становить 12–16 мм.

Над другим по ходу повітряним зазором розташовується дугогасна камера 3. Перший ходовий елемент 2 електрично з'єднаний через дугогасильну котушку 5 з контактним дротом. Другий ходовий елемент 4 електрично нейтральний і відділений повітряними зазорами від кінців ізолятора, що знаходиться під потенціалом приєднаних ділянок контактної мережі.

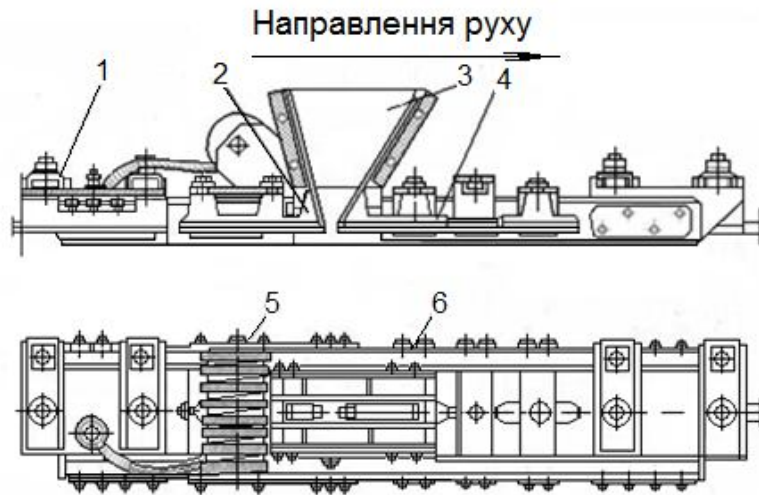


Рисунок 6.9. – Секційний ізолятор типу CI-6Д:

1 – кінцевий затискач, 2,4 – ходові елементи, 3 – дугогасна камера,
5 – дугогасна котушка, 6 – ізоляційний брус

Основна частина ізолятора виконана з двох ізоляційних брусів 6, що скріплені на кінцях дугоподібними косинками і з'єднувальними деталями.

Струмоприймач тролейбуса, перебуваючи на струмовому елементі секційного ізолятора, може отримати струм тільки через дугогасильну котушку. Електромагнітне поле, що виникає при цьому, взаємодіє з полем електричної дуги і зтягує її по рогах в камеру, де вона розтягується і гаситься. Застосування електромагнітного гасіння дуги підвищує надійність і довговічність секційного ізолятора.

Незважаючи на наявність дугогасильного пристрою, секційний ізолятор необхідно проїжджати в режимі вибігу.

Щоб не створювати у місцях повороту контактної мережі складної системи підвісу, яка погіршить умови струмозні-

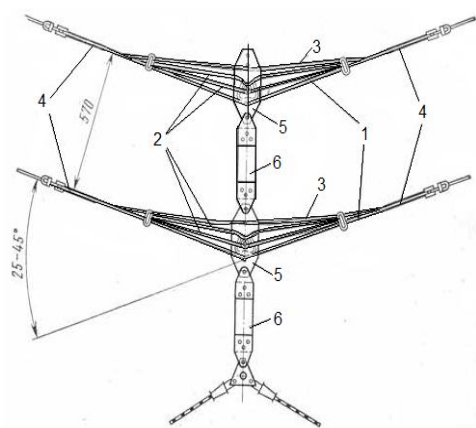


Рисунок 6.10 – Кривий тримач типу КД-5: 1 – контактний провід, 2 – запобіжна решітка, 3 – полюз,
4 – кінцева частина, 5 – п'ята, 6 – ізолятор

мання, і для створення на контактних проводах плавної кривої повороту, встановлюють криві тримачі (рис. 6.10).

Вони допомагають голівці струмоприймача пройти ділянку кривої і можуть змінювати напрямок контактного проводу до 45° . На п'яті 5 кривого тримача закріплений контактний дріт 1, який піднятий вище полоза, по якому ковзає головка струмоприймача на ділянці кривої. На полозі кріпляться спеціальні кінцеві частини, що забезпечують відвід контактного проводу і плавний перехід головки струмоприймача тролейбуса на полоз кривого тримача. Довжина полоза і конструкція підвісу кривого тримача, а отже, і самого тримача залежать від необхідного кута повороту лінії контактної мережі.

Для перекладу струмоприймача на одну лінію контактної мережі в місцях злиття двох трас встановлюють подібні стрілки (рис. 6.11 і рис. 6.12). Вони прості по конструкції. Контактні проводи трас, що сходяться, закінчуються на плиті стрілки направляючими. При вході з будь якої траси на стрілку головка струмоприймача ковзає обоймою вздовж спеціальних напрямних, встановлених на плиті стрілки, які виводять головку струмоприймача на новий напрямок траси, що йде з подібної стрілки. Підвішують стрілку на спеціальному анкерному тросі для того, щоб не створювати на контактні дроти і систему їх підвісу додаткового навантаження.

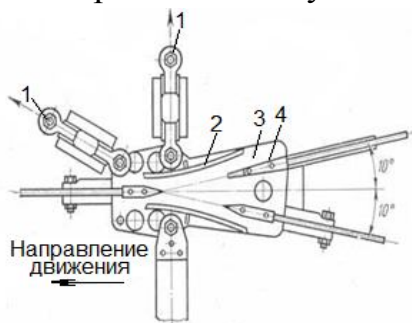


Рисунок 6.11 – Складна стрілка:
1 – анкерний трос, 2 – направляючий борт,
3 – плита, 4 – нерухоме перо

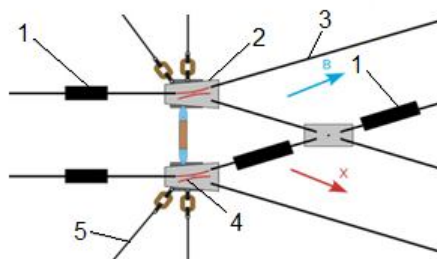


Рисунок 6.12 – Складна стрілка: 1 – секційний ізолятор; 2 – плита; 3 – контактний провід; 4 – рухливий пір'я; 5 – анкерний трос; X – напрямок руху з включеним двигуном; B – напрямок при русі вибігу

Стрілка складається з двох половин, встановлених на проводах тролейбусної контактної мережі. Ці ізольовані одна від одної половини мають по електромагніту, які при спрацюванні відхиляють кожен своє перо стрілки (див. рис. 6.12).

Якщо тролейбусу необхідно пройти праворуч, то водій проходить стрілку з виключеним силовим ланцюгом. При цьому через котушки стрілки проходить невеликий струм, пір'я стрілки залишаються у вихідному положенні.

При повороті ліворуч водієві слід проходити стрілку з включеним силовим ланцюгом: контактний дріт (позитивний) - ліва котушка стрілки - ліва штанга - активний опір - права штанга - права котушка стрілки - контактний дріт (негативний). При цьому спрацьовують обидві електромагнітні котушки і переводять пера стрілки для лівого спрямування руху. У такому положенні вони утримуються до тих пір, поки «черевики» обох штанг не пройдуть стрілку. Ланцюг розривається, котушки знеструмлюються, і пір'я стрілки під дією пружин повертаються в положення для руху у напрямку праворуч.

Для переводу струмоприймача з однієї лінії на другу встановлюють змінні (керовані) стрілки (рис. 6.13 і рис. 6.14).

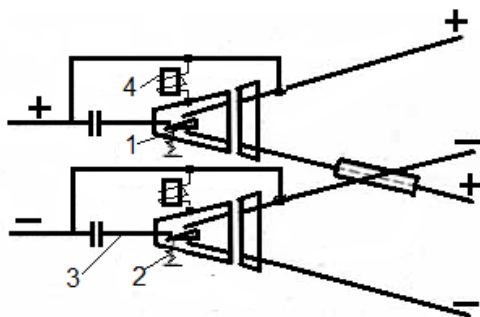


Рисунок 6.13 – Автоматична видаткова стрілка типу СТУ-4:

1 – рухливе перо, 2 – утримуюча пружина,
3 – ізолювана контактна вставка,
4 – котушка електромагніта



Рисунок 6.14 – Зовнішній вид автоматичної стрілки

Механізм приводу цих стрілок повинен спрямовувати рух головки струмоприймача в одне з двох напрямків. Рухоме перо 1 стрілки постійно утримується пружиною 2 в положенні для руху тролейбуса праворуч. Включення механізму переведення стрілки необхідно використовувати тільки при русі його ліворуч.

Якщо водій головою струмоприймача проїде ізолюване від контактного проводу підставу стрілки 3 при включеному тяговому двигуні, то механізм переведення пера стрілки не включиться і струмоприймачі перейдуть на напрям праворуч.

Якщо струмоприймачі проходять ізолювану вставку при включеному тяговому двигуні, струм його живлення пройде через котушки електромагнітів 4 приводу пера стрілочного переводу. При цьому котушки, притягнувши якір електромагніту, переведуть перо стрілки у положення, що забезпечує рух головок струмоприймача по лівому напрямку.

Перо стрілки утримується в положенні, що забезпечує лівий напрямок руху головок струмоприймача до тих пір, поки вони не пройдуть передбачений на плиті стрілки повітряний зазор, що утворений з'єднанням обох їх половинок плити пластинами з ізоляційного матеріалу. При проході повітряного зазору головками струмоприймача знеструмлюються котушки електромагнітів і пір'я стрілки повертаються пружинами в положення, що забезпечує правий напрям руху.

Кронштейни для підвішування контактного проводу виготовляють з труб діаметром 60 – 90 мм і кріплять до опори хомутом. Від металевих опор кронштейни електрично ізолюються. Довжина кронштейна від 3,3 до 8 м.

З'єднання контактних проводів здійснюється сталевим стиковим затискачем (рис. 6.15), який являє собою цільний конструктивний елемент, що має поздовжній паз, та відповідає профілю контактного дроту. Кінці дротів утримуються трьома вертикальними гвинтами, що розташовані з обох кінців затиску і фіксують положення проводу.

Міцність такого з'єднання становить 92–98% від міцності цілого дроту. Недолік цього з'єднання – велика зосереджена вага, що створює значні додаткові динамічні навантаження на контактну мережу.

Останнім часом почалося впровадження холодного зварювання контактних дротів, яке полягає в тому, що підготовлені торці контактних дротів притискаються один до одного на спеціальній установці під дуже великим зусиллям. В результаті в торцях дроту відбувається дифузійне зварювання стику. По міцності такий стик мало чим відрізняється від суцільної частини дроту.

Для перетину тролейбусних ліній як один з одним, так і з лініями трамвая використовуються конструктивні елементи подібних стрілок, що виконані з поступово змінною висотою, яка сприяє плавному переходу струмоприймачів по напрямних плити стрілки (рис. 6.16 і рис. 6.17).

Кут між контактними проводами, що сходяться або розходяться в зоні стрілочного перевodu, прийнятий 20° . Конструкція перетинів контактних проводів тролейбуса або тролейбуса з трамваем повинна гарантувати надійну електричну ізоляцію між проводами. Перетин тролейбусних прово-

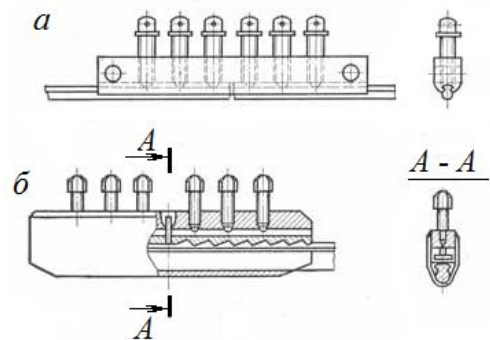


Рисунок 6.15 – Затискачі стиковий Б-12 (а) і охоплюваний (б)

дів різних напрямків допускається – при кутах зустрічі $50\text{--}90^\circ$, перетину тролейбусних проводів з трамвайними – при кутах зустрічі $40\text{--}90^\circ$.

Максимальна розрахункова швидкість руху під перетином складає $25,2\text{ км/ч}$. Головки струмоприймача тролейбуса проходять через перетин з лінією трамвая (див. рис. 6.17) по контактним дротам, що нероз’ємні та прикріплені до конструкції звичайними затискачами.

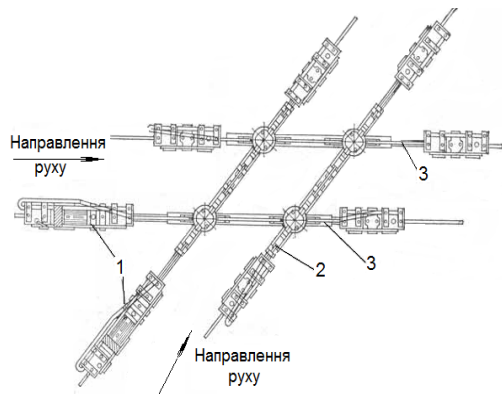


Рисунок 6.16. – Перетин тролейбусних дротів типу МПІ-6-12Д:

- 1 – секційний ізолятор з дугогасінням,
- 2 – розбірний брус,
- 3 – нерозбірний брус

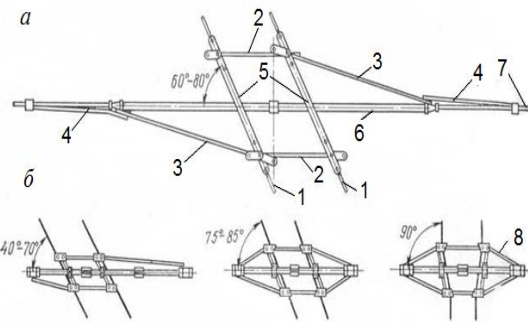


Рисунок 6.17 – Перехрещення трамвайної та тролейбусної ліній типу МТТ-56:

- а* – загальний вигляд перетину, *б* – схеми складання перетину для різних кутів зустрічі;
- 1 – контактний провід тролейбуса,
- 2 – середній полоз, 3 – довгий полоз,
- 4 – напрямна шина, 5 – кронштейн,
- 6 – бакелітова труба, 7 – контактний провід тролейбуса, 8 – короткий полоз

Струмоприймачі трамвая проходять через перетин, який встановлено дещо нижче рівня контактних дротів тролейбуса, що виключає можливість дотику струмоприймачем трамвая контактних дротів тролейбуса. Завдяки такій конструкції допускається рух через перетин лінії трамвая і тролейбуса без зниження швидкості.

6.3 Контактна мережа трамвая і основні її елементи

Трамвай – вид міського (у рідкісних випадках приміського) пасажирського (в деяких випадках вантажного) транспорту з максимально допустимим навантаженням на лінію (до 30000 пасажирів в годину), в якому вагон (склад із вагонів) приводиться в рух по рейках за рахунок електричної енергії.

Трамваї виникли наприкінці XIX століття. Після розквіту, епоха якого прийшла на період між світовими війнами, почався занепад трамваїв. Але з кінця XX століття спостерігається значне зростання їх популярності.

Сучасні трамваї (рис. 6.18) дуже відрізняються від своїх попередників по конструкції. Але основні принципи пристрою трамвая, що породжують його переваги перед іншими видами транспорту, залишилися незмінними.

У ранній період електропостачання трамваїв не мало достатнього розвитку, тому, майже, кожне нове трамвайне господарство включало в себе власну центральну електростанцію.

В даний час трамвайні господарства отримують електроенергію від електричних мереж загального призначення. У зв'язку з тим що трамвай живиться постійним струмом порівняно невисокої напруги, то передавати його на великі відстані занадто витратно. Тому вздовж ліній розміщуються тягово-знижувальні підстанції, які отримують з мереж змінний струм високої напруги і перетворюють його в постійний струм, який придатний для подачі його в контактну мережу. Номінальна напруга на виході тягової підстанції складає 600 В, а номінальною напругою на струмоприймачі рухомого складу вважається 550 В.

Електрична схема вагона трамвая складається з:

- струмознімачів (пантограф, бугель, або штанга);
- системи керування тяговим двигуном;
- тягових двигунів (ТЕД);
- рейок.

На перших трамваях використовувався так званий третя рейка, яка виконувала роль контактної. Але з деяких причин (бруд, дощ, виникнення КЗ та ін.) контактна рейка була змінена на повітряну контактну мережу з одним дротом.

В даний час основним елементом контактної мережі трамвая є струмоприймач (рис. 6.19 – пантограф), який розташовується на даху вагона. За допомогою струмоприймача відбувається живлення трамвая постійним електричним струмом, а рейки служать «мінусом» в електричному ланцюзі.



Рисунок 6.18 – Зовнішній вигляд сучасного трамвая

Рисунок 6.19 – Струмоприймач типу пантограф: 1 – підстава; 2 – нижня рама; 3 – регулювальні пружини; 4 – сполучна тяга; 5 – ізолятори; 6 – гнучкі шунти; 7 – алюмінієва вставка; 8 – головка; 9 – пружина головки; 10 – верхня рама; 11 – клема

З'єднання з загальною контактною мережею відбувається після підняття водієм трамвая пантографа, що сприяє подачі живлення в вагон трамвая. Після повороту ручки контролера або натискання на педаль (в залежності від типу вагонів трамвая) у тягові двигуни надходить струм і трамвай починає набирати швидкість.

По досягненні необхідної швидкості водій встановлює ручку контролера в нульове положення, струм вимикається, і вагон рухається за інерцією. Причому на відміну від безрейкового транспорту, так рухатися він може досить довго (це економить величезну кількість енергії).

Для гальмування контролер встановлюється на гальмівну позицію. При цьому, тягові двигуни з'єднуються з реостатами, і вагон починає гальмуватися. При досягненні швидкості близько 3–5 км/год автоматично включаються механічні гальма.

Для трамвая в різних умовах можуть використовуватися як звичайні рейки залізничного типу (тільки в відсутність мощення), так і спеціальні трамвайні (жолобчасті), з жолобом і губкою, які дозволяють втопити рейки в бруківці. Трамвайні рейки виготовляються з більш м'якої сталі, щоб можна було виготовляти з них криві меншого радіусу.

В даний час рейка укладається в спеціальний гумовий жолоб, що розташований в монолітній бетонній плиті. При цьому рейковий шлях служить без ремонту набагато довше, повністю гасить вібрацію і шум від трамвайної лінії, ліквідує «блукаючі струми»; переїзд покладеної за сучасною технологією лінії не представляє труднощі для автомобілістів.

Трамвайні рейки укладаються на основу з щебеню на бетонних шпалах, які потім засипаються щебенем, після чого лінія асфальтується або

закривається бетонною плиткою (для поглинання шуму). Стики рейок зварюються, а сама лінія, по мірі необхідності, шліфується за допомогою рейкошліфувального вагону.

У трамвайних контактних мережах зазвичай використовуються дроти з міді або схожих за характеристиками сплавів. Також не виключається можливість використання сталевалюмінієвих дротів. Пару секцій з різною висотою підвіски виконуються з ухилом проводки по відношенню до поздовжнього профілю шляху. При цьому відхилення може варіюватися від 20 до 40 % в залежності від складності і умов ділянки прокладки лінії. На прямих ділянках контактна мережа трамвая розташовується зігзагоподібно. При цьому крок зігзагу відбувається незалежно від типу підвіски і не перевищує чотирьох прольотів. Необхідно відзначити і величину відхилення контактних кабелів від осі струмоприймача, яка, як правило, становить не більше 25 см.

Для зміни напрямку руху трамвая використовується стрілка, яка має електрифіковану систему керування з електромагнітним приводом. У стрілочній коробці знаходяться два соленоїда. Вони мають фактично подвійне осердя, що з'єднане з тягою, яка, в свою чергу, з'єднана з пир'ями стрілки (рис. 6.20).

Працює система керування стрілкою від контактної мережі трамвая напругою 600 В. Один з електроприводів серієсний (С), який включений в електричний ланцюг послідовно з ланцюгом трамвайного вагону. Другий – шунтовий (Ш), що включений в електричний ланцюг паралельно. Серієсний привід встановлюється в коробці стрілки праворуч по ходу руху, а шунтовий – ліворуч.

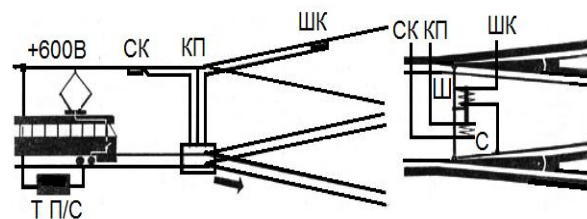


Рисунок 6.20 – Електрифікована система керування стрілкою

Рисунок 6.21 – Основні елементи стрілки: СК – серієсні контакти; КП – контактний провід; ШК – шунтові контакти

На контактному проводі (рис. 6.21) через 16–18 метрів перед стрілкою знаходяться серієсні повітряні контакти СК, які опускають дугу (струмоп-

риймач) трамвая, плавно відриваючи її від контактного проводу КП. В 25 метрах за стрілкою, на лівому напрямку, на одному рівні з контактним проводом встановлені шунтові повітряні контакти **ШК**.

Якщо трамваю треба пройти праворуч, то водій проводить його під се-рієсними повітряними контактами накатом, з вимкненими двигунами. При цьому стрілка залишається в нижньому положенні, тому що серієсний ланцюг виявляється розімкнутим.

Якщо трамваю треба повернути ліворуч, то водій за допомогою контролера включає двигуни. Коли ЕРС проходить під серієсними контактами з увімкненими двигунами, то виникає електричний ланцюг: контактний дріт – серієсний електропривод – серієсні повітряні контакти – двигуни вагона – рейки – тягова підстанція (Т П/С). При цьому серієсний соленоїдний привід втягує осердя та переводить стрілку для лівого спрямування руху.

Після того як вагони пройшли стрілку під шунтовими повітряними контактами, автоматично виникає інший електричний ланцюг: контактний дріт – шунтові повітряні контакти – шунтовий електропривод – рейка – тягова підстанція. В результаті шунтовий електропривод втягує осердя і повертає перо стрілки для правого напрямку руху.

6.4 Контактна мережа метрополітену

Метрополітен – будь-яка позавулична міська пасажирська транспортна система, по якій курсують маршрутні поїзди (рис. 6.22). Рух поїздів у метрополітені регулярне, згідно з графіком.

Метрополітену властиві висока маршрутна швидкість (до 80 км/год) і провізна спроможність (до 60 тис. пасажирів на годину в одному напрямку).

Лінії метрополітену можуть прокладатися під землею в тунелях, з поверхні і на естакадах.

Електропостачання метрополітену здійснюється від системи міського електропостачання трифазним струмом напругою 10 кВ, який надходить



Рисунок 6.22 – Зовнішній вигляд станції метрополітену

до підземних тяговознижуючих підстанцій, що розміщені на комплексах станцій і на перегонах між станціями. Тягово–знижувальна підстанція лінії повинна отримувати живлення від трьох незалежних джерел енергосистеми міста. При цьому в якості основного джерела може бути використана електростанція.

Електропоїзда метрополітену отримують живлення від мережі постійного струму – як правило, від третьої (контактної) рейки, напруга якої становить 750–900 В. Постійна напруга 825 В подається на контактну рейку), яка розташовується з лівого боку тунелю.

Для власних потреб на понижувальних підстанціях висока напруга знижується до 380 В, а для освітлення використовується напруга 220 і 127 В. Електричний струм для обладнання, яке розраховано на 380 В подається з понижувальної підстанції, за допомогою силових кабелів. Після чого напруга розподіляється на розподільні шафи.

В цілому тягова мережа метрополітену складається з:

- контактної мережі, в яку входять кабельні лінії фідерів, що живлять і з'єднують шину позитивної полярності розподільного пристрою (РП) на напругу 825 В; контактні рейки, роз'єднувачі, швидкодіючі вимикачі, кабельні перемички, лінійні роз'єднувачі;
- відсмоктуючи мережі, в яку входять ходові рейки, дросель-трансформатори, що підключені до ходових рейок, кабельні лінії, які з'єднують дросель-трансформатори з шинної напругою 825 В негативній полярності на підстанції.

Контактна рейка кожного головного шляху перегону – фідерна зона отримує живлення від тягово-понижувальних підстанцій сусідніх з ними станціями. Для розділення фідерних зон між собою контактна рейка на головному шляху перегону має повітряний проміжок (струморозділ) довжиною не менше 14 м між кінцями металевих частин рейки перед платформою кожній станції по ходу руху поїзда.

Струмознімання з контактної рейки (див. рис. 6.24) здійснюється струмоприймачем, що розташований на візку вагона. Натискання струмоприймача на контактну рейку становить 200 Н. Контактні рейки виготовляють зі сталі з питомим опором 0,12–10~9 Ом·м, а також вони мають переріз 6600 мм² і масу 51,7 кг/м.

Ширина колії метрополітену різноманітна у різних країнах і, як правило, відповідає прийнятій ширині колії залізничного транспорту. Для країн СНД ширина колії становить 1520 мм.

Довжина ланки контактної рейки становить 12,5 м. Окремі ланки контактної рейки з'єднують в батоги нормальними, температурними або ізолюючими стиками. Нормальний стик виконують з двох накладок. Температурний стик збирають з зазором для можливості переміщення в ньому ланок контактної рейки при зміні температури. Електричне з'єднання стику забезпечують за допомогою гнучкого мідного проводу перерізом $4 \times 95 \text{ мм}^2$. Температурні стики розташовують у тунелі через кожні 100 м, а на поверхні землі через три ланки.

На стрілочних переводах, з'їздах, у місцях секціонування і перетинах шляхів влаштовують розриви контактної рейки. Довжина розривів визначається типом рухомого складу і маркою хрестовини. Для плавного збігання і набігання черевика струмоприймача у розрив контактної рейки встановлюють кінцеві відводи з ухилом робочої поверхні при збіганні 1:20 і набіганні 1:25. На кінець відводу, для пом'якшення ударів при набіганні черевика, кріплять дерев'яний наконечник.

На стрілочних переводах, з'їздах, у місцях секціонування і перетинах шляхів влаштовують розриви контактної рейки. Довжина розривів визначається типом рухомого складу і маркою хрестовини. Для плавного збігання і набігання черевика струмоприймача у розрив контактної рейки встановлюють кінцеві відводи з ухилом робочої поверхні при збіганні 1:20 і набіганні 1:25. На кінець відводу для пом'якшення ударів при набіганні черевика кріплять дерев'яний наконечник.

Контактні рейки ізолюють від кронштейнів роз'ємним фасонним ізолятором, який складається з двох частин і витримує механічне навантаження 18000 Н. При номінальній напрузі 825 В ізолятор має сухорозрядну напругу 20 кВ, вологорозрядну напругу 10 кВ і пробивну – 35 кВ. Ізолятор охоплюється скобою, яка забезпечує кріплення його до кронштейна.

Простота конструкції, невисока вартість і хороші умови струмознімання є перевагою системи контактної рейки. Недолік її – неможливість використання на наземних дорогах внаслідок доступності і небезпеки для життя людей при можливих дотиках.

Використання ходових рейок в якості зворотнього відсмоктувального струмопроводу призводить до наявності різниці потенціалів між точками надходження до рейки тягового струму таких як: – колісні пари рухомого складу та точками підключення, що йдуть на тягову підстанцію відсмоктуючих кабелів – у дросель-трансформаторів. Частина тягового струму стікає з рейок і проходить по паралельному ланцюгу, а саме: по тілу тунелю, металоконструкцій, оболонкам кабелів і іншим, і повертається в ходові

рейки для відсмоктування тягового струму на підстанцію до заземленого контуру. Ця частина тягового струму називається блукаючим струмом, який у місцях контактних зон може викликати електрокорозію металевих елементів конструкцій, споруд.

Контрольні питання

1. Яким чином класифікують контактні мережі з контактними підвісками?
2. Які існують види контактних підвісок?
3. Що являють собою контактні мережі з контактною рейкою?
4. Які існують види струмознімання в залежності від розташування контактної поверхні?
5. Що являє собою контактна мережа тролейбуса?
6. Перелічити особливості контактної мережі тролейбуса.
7. Перелічити основні вимоги контактної мережі тролейбуса.
8. Що є основними елементами контактної мережі тролейбуса?
9. Які є найбільш поширеними видами підвісок контактної мережі?
10. Що відноситься до спеціальних частин контактної мережі ?
11. Перелічити основні елементи складної стрілки.
12. З чого складається електрична схема вагона трамвая ?
13. Перелічити основні елементи струмоприймача (пантографу) трамвая.
14. Як функціонує електрифікована система керування стрілкою?
15. Як здійснюється електропостачання метрополітену?
16. Звідки отримують живлення електропоїзда метрополітену?
17. З чого складається тягова мережа метрополітену?
18. Яким пристроєм відбувається струмознімання з контактної рейки вагону метрополітена і де він розташований?
19. Що використовується в якості відсмоктувального струмопроводу в мережі метрополітену?

ЛЕКЦІЯ 7

ПОРУШЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ В ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ

- 7.1 Термічна дія на тягову мережу
- 7.2 Вимушені режими роботи тягових мереж
- 7.3 Різновид короткого замикання в ланцюзі електропостачання
- 7.4 Способи захисту від малих струмів короткого замикання на лініях тягової мережі
- 7.5 Основні види захисту при струмах КЗ
- 7.6 Апарати захисту в контактних мережах.

7.1 Термічна дія на тягову мережу

Електричний струм, що проходить по проводах контактної мережі, нагріває їх до надмірно високої температури, що призводить до зниження їх механічної міцності, і відповідно, інтенсивного зносу.

Ці явища є небезпечними і призводять до небажаних наслідків:

- збільшення довжини проводів, що сприяє в конструкції контактної мережі збільшенню стріли провисання;
- збільшення ймовірності відриву струмоприймача від контактної мережі, що сприяє утворенню електричної дуги і обриву контактного проводу.

Нагрівання проводів контактної мережі визначається втратами енергії в них, теплоємністю і тепловіддачею, а також температурою середовища.

Всі показані і перераховані параметри в процесі експлуатації контактної мережі постійно змінюються.

Для запобігання небажаних наслідків проводяться розрахунки основних параметрів по допустимій температурі нагріву з урахуванням певних умов.

Наприклад, на практиці встановлено, що температура мідних контактних проводів не повинна перевищувати 100 °С, що відповідає допустимому перевищенню температури +60°С при найбільшій температурі повітря навколишнього середовища 40°С. Для бронзових проводів допустима температура дорівнює 120°С, що дозволяє допускати перевищення температури до +80°С.

Для тягової мережі в якості розрахункового приймається струм за період інтенсивного руху. Якщо контактна мережа складається з декількох проводів, що з'єднуються паралельно, то струм між цими проводами буде розподілятися обернено пропорційно їх опорам.

Наприклад, якщо є контактна підвіска трамвая, що складається з двох контактних проводів марки МФ–85 і підсилюючого проводу А–120 і по них протікає тривалий ефективний струм 1500 А, то він розподіляється наступним чином: по кожному контактному проводу буде протікати струм 540 А, а по підсилюючому – 420 А. Перші два дроти будуть недовантажені на 60 А кожен, а підсилюючий дріт буде перевантажений на 45 А. Це говорить про те, що необхідно змінити конструкцію підвіски.

Важливим, для контактної мережі з урахуванням умов нагріву, є відстань між електричними з'єднувачами дротів. Критерієм їх вибору є нагрів, коли по контактному дроту протікає струм, що споживає ЕРС. Існують різні методи розрахунку, але всіх їх об'єднує визначення ефективного значення струму в контактному проводі на ділянці довжиною l між двома електричними з'єднувачами за час проходження по цієї ділянки ЕРС. Зазвичай відстань l не перевищує 0,3 км.

Існуючі методи розрахунку дозволяють отримати відстані між електричними з'єднувачами контактних проводів паралельних шляхів, так і між електричними з'єднувачами контактного проводу і несучого троса або підсилюючого дроту.

7.2 Вимушені режими роботи тягових мереж

В роботі системи електропостачання електротранспорту розрізняють три основних режими роботи: нормальний, вимушений і аварійний. Два останніх режими призводять до значної зміни параметрів, які не відповідають допустимим нормам.

Причини, що викликають виникнення вимушених режимів, можуть бути різноманітними. Розглянемо найбільш ймовірні.

Вихід з ладу тягової підстанції при централізованому живленні, що може статися через пошкодження, як на стороні зовнішнього електропостачання, так і на підстанції. Це може призвести до зупинки руху ЕРС.

Для переходу на вимушений режим необхідно ділянки, що живляться тяговою підстанцією, відключити від неї і при наявності однобічного живлення ділянок необхідно поставити перемички на відповідні секційні ізолятори.

Таким чином, навантаження перерозподіляються на сусідні підстанції. Це призводить до того, що довжина ділянок живильної лінії подвоюється. Якщо ділянки не примикають до контактної мережі, що живиться від іншої підстанції, вони підключаються через перемички до найближчих ділянках, довжина яких потроюється, в такому випадку, при вимушеному режимі.

Вихід з ладу тягової підстанції при децентралізованому живленні призводить до вимушеного режиму, коли ділянки тягової мережі отримують тільки одностороннє живлення від сусідніх тягових підстанцій.

Вихід з ладу одного з агрегатів на тяговій підстанції при централізованому живленні призводить до зменшення встановленої потужності лінії. У цьому випадку розвантаження тягової підстанції забезпечується двома шляхами:

- переведенням живлення окремих ділянок контактної мережі на одностороннє живлення від сусідніх тягових підстанцій;
- зниженням напруги на шинах аварійної підстанції, якщо здійснюється двостороннє живлення ділянок тягової мережі.

Вихід з ладу живильної лінії потребує її відокремлення від ділянки контактної мережі з підключенням його до сусіднього.

Вихід з ладу ділянки тягової мережі, що призводить до об'їзду ЕРС по сусідніх ділянках і в результаті до збільшення навантаження на них.

Тому з урахуванням перерахованих ознак роботи системи електропостачання у вимушеному режимі необхідно проводити перевірочні розрахунки необхідних параметрів за спеціальними методиками.

Існують певні нормативи при яких дозволена експлуатація системи електропостачання тягової мережі при вимушеному режимі.

Наприклад:

- збільшення на 40 % значень допустимого ефективного навантаження контактного проводу на час не більше 0,5 год. при температурі навколишнього повітря до +20°C і на весь час інтенсивного руху протягом доби при негативних температурах навколишнього повітря.
- збільшення середнього розрахункового значення втрат напруги від шин тягової підстанції до найбільш віддалених пунктів ділянок живлення до 170 В, а максимального – до 190 В.

Найбільшу складність при розгляді роботи тягової мережі у вимушеному режимі представляє захист від малих струмів КЗ. Існуючий захист на лінії не забезпечує надійну роботу ділянки мережі, тому необхідно встановлювати також додатковий захист від малих струмів КЗ, яка полягає в переустановленні уставки швидкодіючого автоматичного вимикача.

7.3 Різновиди короткого замикання в ланцюзі електропостачання

Коротке замикання в тяговій мережі може виникнути в будь-якій точці, а саме як в точці безпосереднього підключення живильних ліній, так і в кінці ділянки живлення, а також внаслідок ряду причин:

- порушення ізоляції контактної мережі;
- замикання різнополярних проводів;
- обрив контактного проводу; – несправності в ЕРС і т. д.

При протіканні через контактні проводи надмірних струмів КЗ вони піддаються динамічним і термічним впливам. Тому якщо не вживати відповідних заходів до швидкого відключення місця КЗ, то можуть виникнути обрив контактного проводу, руйнування устаткування, і пожежа, що призводить до непередбачуваних наслідків і інше (рис. 7.1).



Рисунок 7.1 – Різновиди короткого замикання

При будь-яких причинах виникнення струмів КЗ, їх значення будуть різні.

Виникненню КЗ на лінії електротранспорту сприяє:

- замикання через електричну дугу або заземлювач, що знаходиться в ланцюзі струму при обриві контактного проводу і падіння його на землю;
- замикання через металевий контакт (глухе КЗ).

Коротке замикання в тягових мережах МЕТ в більшості випадків нестійке, тому що відбувається швидке спрацювання на лінії автоматичного вимикача, що призводить до відновлення ізоляційних властивостей тягової мережі. Після ліквідації аварійної ситуації напруга в контактній мережі відновлюється шляхом повторного включення апаратів АПВ.

7.4 Способи захисту від малих струмів короткого замикання на лініях тягової мережі

На практиці використовується принцип роботи АПВ, при якому оцінюється опір відключеної лінії. Якщо опір малий, то це означає, що КЗ на лінії має стійкий характер.

Для відключення КЗ в ланцюгах живильної лінії використовуються швидкодіючі автоматичні вимикачі, які спрацьовують при певній уставки і сприяють швидкому розриву електричного ланцюга. Застосування швидкодіючих вимикачів дозволяє уникнути термічної і динамічної дії струмів КЗ не тільки на живильної лінії, але і в елементах обладнання тягової мережі від тягової підстанції.

Для реальних ліній МЕТ прийнято визначати дві величини сталих струмів КЗ – мінімальне та максимальне значення.

Мінімальне значення струму КЗ необхідно знати для правильного вибору уставок захисту, а максимальне значення для правильного розрахунку динамічних впливів струмів КЗ.

Значення усталеного струму КЗ може бути визначене на підставі схеми заміщення дійсної ділянки тягової мережі (рис. 7.2).

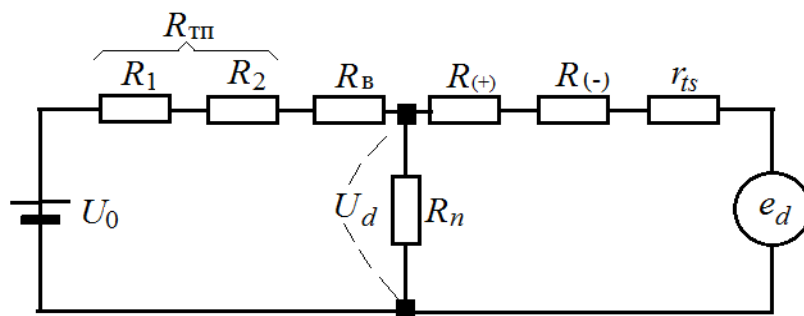


Рисунок 7.2 – Схема заміщення ділянки тягової мережі

Струм КЗ в лінії:

$$I_k = \frac{U_{d0}(1 \pm p) - \Delta U_B - e_d - I_{k\text{ТП}} \cdot R_{\text{ТП}}}{R_{\text{ТП}} + R_{(+)} + R_{(-)} + r_{ts} \cdot l}, \quad (7.1)$$

де U_{d0} – напруга холостого ходу на шинах тягової підстанції, кВ;

p – допустиме відхилення напруги $\pm 0,05$;

ΔU_B – втрата напруги на випрямлячі, 5 – 8 В;

e_d – втрата напруги в електричній дузі, 20 - 100В;

$I_{k\text{ТП}}$ – струм тягової підстанції в момент КЗ, А;

$R_{\text{ТП}}$ – наведений опір тягової підстанції (R_1, R_2 – опір зовнішньої електромережі і випрямних агрегатів), Ом;

$R_{(+)}, R_{(-)}$ – опір позитивних і негативних ліній, Ом;

$r_{\text{тс}}$ – опір тягової мережі до місця КЗ, Ом.

Таким чином, з виразу (7.1) видно, що значення струму КЗ буде залежати від багатьох факторів, наприклад, від відстані до місця КЗ, навантаження в даний момент часу на шинах тягової підстанції, кількості одночасно працюючих агрегатів і інших.

Для чіткого відключення струмів КЗ і для певної гарантії неспрацьовування лінійного вимикача від струму перевантаження необхідно виконання умови:

$$I_{k \min} > 1,5 I_{l \max} \quad (7.2)$$

де $I_{k \min}$ – мінімальне розрахункове значення струму КЗ, кА;

$I_{l \max}$ – максимальне розрахункове значення струму навантаження в лінії, що захищається автоматичним лінійним вимикачем, кА.

Працездатність максимального захисту за допомогою лінійного вимикача можна визначити виходячи із залежностей рисунок 7.3.

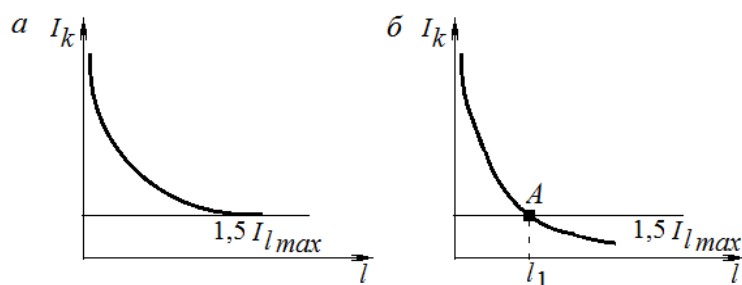


Рисунок 7.3 – Визначення працездатності максимального струмового захисту:

а – відсутня «мертва зона»; *б* – є «мертва зона»

Якщо значення $1,5 I_{l \max}$ лежить нижче кривої $I_{k \min}$ (рис. 7.3, *а*), то в якій точці ділянки не сталося б КЗ, захист надійно спрацює. Якщо в певній зоні $I_{k \min}$ вище значення $1,5 I_{l \max}$ (рис. 7.3, *б*) – це означає, що при КЗ далі точки перетину (А) лінійний вимикач може не спрацювати при КЗ, що є «мертвою зоною», а струми КЗ, що відповідні цій зоні, називаються малими струмами КЗ.

Для захисту від малих струмів КЗ застосовуються додаткові види захисту, що впливають на роботу лінійного вимикача. Але такі види захисту

знижують надійність роботи тягової мережі і збільшують вартість споруди електропостачання.

За принципом дії захист від малих струмів КЗ ділиться на підгрупи (рис. 7.4). Розглянемо деякі з них.

Найбільш простим є метод захисту від струмів КЗ з застосуванням короткозамикача (рис. 7.5).

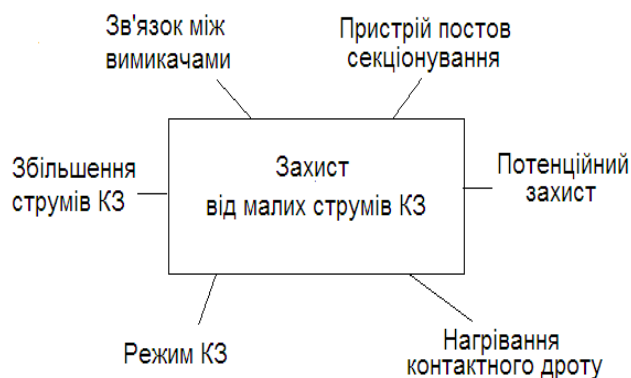


Рисунок 7.4 – Класифікація захистів від малих струмів КЗ

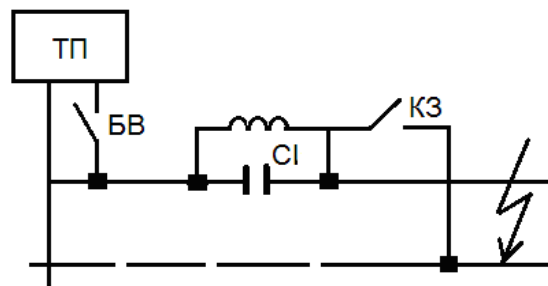


Рисунок 7.5 – Схема захисту від струмів КЗ короткозамикачем

При цьому ділянка тягової мережі секціонується і паралельно секційному ізолятору CI підключається котушка короткозамикача (КЗ). При протіканні струму по котушці вище уставки короткозамикача, відбувається його спрацьовування. При цьому контакти короткозамикача замикаються, і по котушці проходить струм КЗ, який визначається довжиною секції тягової мережі до короткозамикача. Секція за короткозамикачем буде знеструмлена.

Короткозамикач буде включений до тих пір, поки на тяговій підстанції ТП не спрацює швидкодіючий лінійний вимикач БВ і через котушку не припиниться протікання струму. Власний час спрацьовування короткозамикача вище, ніж у швидкодіючого вимикача і визначається зазором між контактами, який не може дорівнювати нулю. Умова надійного захисту:

$$I_{k \min} > 1,5 I'_{l \max} \quad (7.3)$$

де $I'_{l \max}$ – максимальне розрахункове значення струму навантаження, що протікає через котушку короткозамикача, А.

Струм уставки короткозамикача приймається рівним $(1,15 - 1,2) I'_{l \max}$.

Іноді для того, щоб витримати умову (7.3), доводиться ділянку живлення розбити не на дві, а на три і більше секцій.

Недолік захисту:

- при протіканні струмів КЗ контакти короткозамикача під час його спрацьовування можуть зваритися. Для запобігання цього явища доводиться збільшувати обсяг контактів, що призводить до збільшення власного часу їх спрацьовування;

- для короткозамикача необхідна спеціальна камера з підвідними шинами, що збільшує вартість захисту та зменшує надійність роботи тягової мережі.

При двосторонньому живленні тягової мережі використовується захист з блокуванням лінійних вимикачів двох сусідніх тягових підстанцій, що живлять одну ділянку тягової мережі. При цьому в момент аварійного відключення одного із лінійних вимикачів одночасно вимикається і заблокований з ним лінійний вимикач іншої підстанції.

Уставка кожного швидкодіючого лінійного вимикача визначається не значенням струму КЗ в кінці ділянки, а його значенням в середині ділянки. Тому що при виникненні КЗ в точці за серединою ділянки зростає струм КЗ для вимикача, розташованого ближче до цієї точки. В результаті його відключення викличе відключення і другого лінійного вимикача, навіть якщо другий вимикач має менше значення струму КЗ, який проходить через нього.

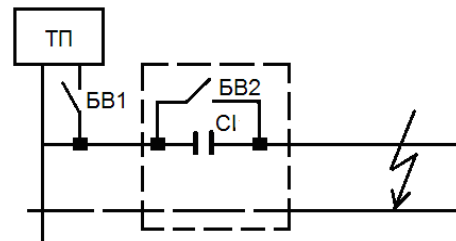


Рисунок. 7.6 – Схема захисту від струмів КЗ за допомогою посту секціонування

Такий спосіб захисту від струму КЗ знайшов широке застосування на тягових підстанціях метрополітену.

Якщо необхідно, щоб при виникненні КЗ вимкнулася тільки частина ділянки (рис. 7.6), то виробляють секціонування СІ за допомогою додаткового швидкодіючого автоматичного вимикача БВ2, який має уставку зі струму спрацьовування помітно нижче швидкодіючого лінійного вимикача БВ1 тягової підстанції ТП.

Умови надійного захисту:

$$I_{k \min} > 1,5 I_{l \max}'' , \quad (7.4)$$

де $I_{l \max}''$ – максимальне розрахункове значення струму навантаження, що протікає через котушку швидкодіючого вимикача (БВ) посту, А.

Такий спосіб захисту може застосовуватися і при двобічному живленні ділянки, але необхідна певна уставка по струму спрацьовування швидкодіючого автоматичного вимикача. Цей вид захисту застосовується на магістральних залізницях і на вильотних лініях МЕТ.

Недолік захисту – необхідність камери, в якій встановлюється автоматичний вимикач, пристрій системи АПВ та підведення до неї живлення від додаткового джерела енергії.

У разі виникнення КЗ між контактним проводом і рейкою або між контактними дротами тролейбуса різної полярності в кінці ділянки використовується потенційний захист, в який входить реле напруги Н.

При виникненні КЗ до реле напруги не надходить живлення і його контакти розмикаються, впливаючи на відключення швидкодіючого лінійного вимикача БВ тягової підстанції ТП (рис. 7.7, а).

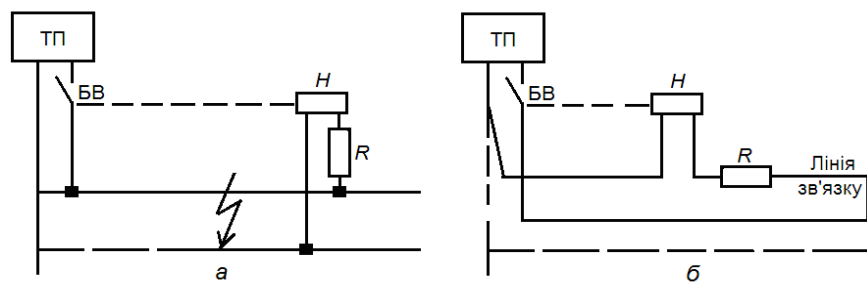


Рисунок 7.7 – Потенційний захист:

а – з двопровідною лінією зв'язку; б – з однопровідною лінією зв'язку

В цій схемі використовується два дроти, що проходять від реле напруги до тягової підстанції. Реле встановлюється на кінці ділянки.

Для тягових мереж трамвая розроблена схема захисту з одним дротом (рис. 7.7, б), яка є найбільш надійною.

При виникненні КЗ до реле надходить напруга, яка дорівнює втратам напруги в рейковій мережі, в якій опір в кілька разів менше опору контактної мережі R . Тому при виникненні КЗ завжди буде дотримуватися співвідношення:

$$U_{k \min} > 0,5U_{\text{ТП}} \quad , \quad (7.5)$$

де $U_{k \min}$ – напруга, що прикладена до реле потенційної захисту в режимі КЗ, В;

$U_{\text{ТП}}$ – напруга на шинах тягової підстанції, В.

Розглянуті види захистів при малих струмах КЗ мають свої переваги і недоліки. Тому доцільно їх застосування в комплексі, але це зменшує надійність, ускладнює налаштування захисту і збільшує його вартість.

В даний час почали використовуватися види захисту на основі мікропроцесорної техніки, що працюють на порівнянні реального режиму з допустимими значеннями. При будь-якій відміні цих режимів система дає сигнал на відключення швидкодіючого лінійного вимикача.

7.5 Основні види захисту при струмах КЗ

Для підвищення надійності мереж електропостачання міського електротранспорту використовується різноманітне електрообладнання, пристрої і схеми підключення певних типів захистів. Це призводить до жорсткості вимог щодо експлуатації електроустановок, ускладнює захист підстанцій, контактної і кабельної мережі від струмів КЗ, перенапруг та перевантажень, що перевищують встановлені норми.

Різні види захистів застосовуються для:

- захисту від струмів КЗ в колі тягового агрегату, де використовується максимально струмовий захист без витримки часу;
- захисту кремнієвих випрямлячів від перевантажень, де використовується максимально струмовий захист з витримкою часу в декілька секунд;
- захисту шин РП від струмів КЗ на землю, де використовуються швидкодіючі вимикачі, які реагують на швидкість наростання струму КЗ і відключають пошкоджену ділянку при струмі меншому, ніж струм уставки вимикача.

Для захисту електрообладнання, систем автоматики, ліній передач при аварійних і ненормальних режимах роботи застосовуються різні види захисту. Основними з них є: максимально струмовий захист; диференційний та дистанційний захист.

Максимально струмовий захист складається зі струмових реле, що реагують на максимальне значення струму при КЗ, який проходить у фазах лінії. Відповідно, такі системи захисту поділяються на максимальні струмові та струмове відсічення. Головна відмінність між цими системами захисту полягає у способі забезпечення селективності. Селективність дії максимальних струмових захистів досягається за допомогою витримки часу. Селективність дії струмових відсічок забезпечується відповідним вибором струму спрацьовування.

Максимальні струмові системи захисту є основним видом захисту для мереж з однобічним живленням і встановлюються на початку кожної лінії з боку джерела живлення. В результаті, при такому розташуванні захистів кожна лінія має самостійний захист, що відключає її в разі пошкодження на ній самій або на шинах підстанції від якої відбувається живлення.

Наприклад, при КЗ в точці мережі К1 (рис. 7.8, а), струм КЗ проходить по всіх ділянках мережі, що розташовані між джерелом живлення і місцем ушкодження. В результаті спрацьовують всі системи захисту (1, 2, 3, 4).

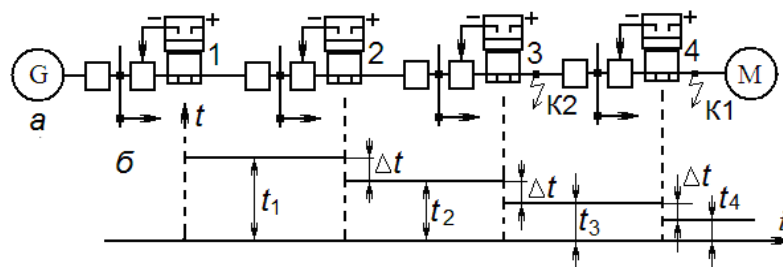


Рисунок 7.8 – Максимальні струмові системи захисту в радіальній мережі з одностороннім живленням:

a – розміщення систем захисту; *б* – витримки часу у системах захисту, що обрані по ступінчастому принципу

Однак за умовою селективності спрацювати на відключення повинна тільки система захисту 4, що встановлена на пошкодженій лінії. Для забезпечення зазначеної селективності максимальні системи захисту виконуються з витримками часу, що збільшуються від споживачів до джерела живлення (рис. 7.8, б).

При дотриманні цього принципу в разі КЗ в точці К1 раніше від інших реагує система захисту 4 і відключає пошкоджену лінію. Системи захисту 1, 2 і 3 повернуться в початкове положення, не встигнувши подіяти на відключення.

Відповідно при КЗ в точці К2 швидше всіх спрацює система захисту 3, а системи захисту 1 і 2, що мають більший час t , не подіють. Розглянутий принцип підбору витримки часу називається *східчастим*.

Максимально струмові системи захисту виконуються трифазними (рис. 7.9) і двофазними, а також прямої і непрямої дії. За способом живлення оперативних ланцюгів максимально струмові системи захисту непрямої дії поділяються на захист з постійним і змінним оперативним струмом.

Максимально струмові системи захисту на змінному оперативному струмі мають істотні відмінності і застосовуються в трифазній схемі з незалежною витримкою часу (див. рис. 7.9). Основними елементами струмового захисту є струмові реле Т, які спрацьовують при виникненні КЗ в тих фазах, по яких воно відбувається.

Наприклад, контакти всіх реле струму Т з'єднані паралельно, тому при спрацьовуванні будь-якого з них замикається ланцюг обмотки реле часу В. Через заданий інтервал часу контакти реле часу В замикаються і приводять в дію проміжне реле П), яке спрацьовує миттєво, і подає струм на котушку відключення КО через блокувальний контакт БК.

Вказівне реле У включається послідовно з котушкою відключення КО. При появі струму в цьому ланцюзі вказівне реле У спрацьовує, його прапорець випадає, фіксуючи таким чином, дію максимального захисту і появу струму в котушці КО. Блокувальний контакт БК приводу вимикача служить для розриву струму котушки відключення КО, тому що контакти проміжних реле П не розраховані на розмикання цього ланцюга.

Тому блокувальний контакт БК повинен розмикатися раніше, ніж відбудеться повернення проміжного реле П у вихідне положення.

Час дії розглянутого захисту визначається витримкою часу, що встановлена на реле часу, і не залежить від величини струму КЗ. Тому такий захист називається *захистом з незалежною витримкою часу* (рис. 7.10) і має характеристику у вигляді прямої 1.

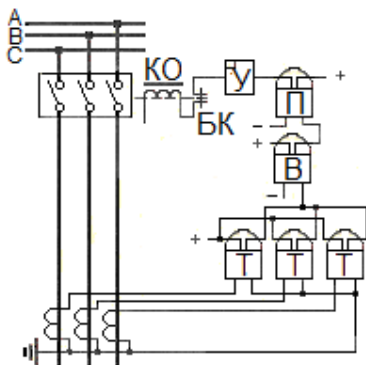


Рисунок 7.9 – Трилінійна схема трифазного максимального струмового захисту з незалежною витримкою часу

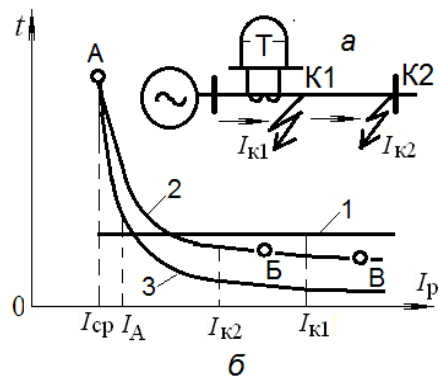


Рисунок 7.10 – Схема мережі (а) та залежності витримки часу від струму в реле (б) максимальних струмових захистів

Поряд з незалежним захистом застосовується максимальний струмовий захист із залежною і обмежено залежною характеристиками $t = f(I)$ – криві 2 і 3 (див. рис. 7.10, б, де АБ – залежна і БВ – незалежна частина характеристики).

Обидва види залежних захистів виконуються за допомогою реле струму Т, що працюють не миттєво, а з витримкою часу, що залежить від величини струму. Крім того, захист з залежною характеристикою дозволяє прискорити відключення при ушкодженні на початку лінії (точка К1, рис. 7.10, а), якщо струм при К1 значно більше, ніж при К3 в кінці лінії в точці К2.

При двохранейної схемі (рис. 7.11, а) захисту струмові ланцюги виконуються за схемою неповної зірки.

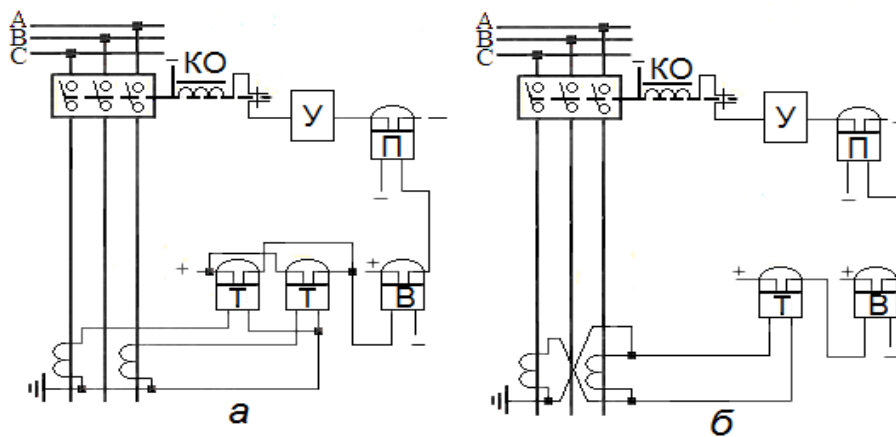


Рисунок 7.11 – Двофазні схеми максимального струмового захисту:
а – двохранейна; б – однанейна

Переваги двохранейної схеми захисту:

- 1) реагує на всі міжфазні КЗ на лініях;
- 2) має селективність при замиканнях на землю у двох різних точках мережі з ізолюваною нейтраллю, порівняно з трифазною схемою захисту;
- 3) економічніше трифазної схеми захисту, тому що для її виконання потрібна менша кількість обладнання та дротів.

До недоліків двохранейної схеми захисту належить її менша чутливість порівняно з трифазною схемою.

Однанейна схема захисту (рис. 7.11, б) складається з тих же елементів, що і попередні схеми. При цьому захист містить одне пускове реле струму Т, яке включається на різницю струмів двох фаз і реагує на всі випадки міжфазних КЗ (повної та неповної зірки).

Перевагою однанейної схеми захисту є найменша кількість реле струму і сполучних дротів (одне реле і два струмових дрота).

До недоліків однанейної схеми відноситься:

- мала чутливість у порівнянні з двохранейною схемою при КЗ між фазами;
- пошкодження єдиного проводу реле або дротів, що зв'язують його з трансформаторами струму, може привести до відмови системи захисту.

Однанейна схема застосовується, в основному, в розподільних мережах напругою 6 – 10 кВ і для захисту електродвигунів. У мережах напругою 35 кВ застосування такої схеми обмежена за зазначеними вище недоліками.

У мережах більш складної конфігурації максимальний струмовий захист застосовується як допоміжний в окремих випадках.

До захисту будь-якого призначення входять швидкодіючі автоматичні вимикачі, які можуть, якщо:

- величина навантаження, в результаті виникнення КЗ, різко перевищила номінальне значення, і створилися струми КЗ, які здатні спалити обладнання;
- виникло перевантаження у схемі (струм перевищив значення установки) за рахунок підключення додаткових споживачів (або з інших причин). У результаті відбувається інтенсивне нагрівання обладнання та струмопровідних частин, а також порушується баланс між відведенням тепла в атмосферу і тепловою дією струму;
- напрямок струму через силовий вимикач різко змінився на протилежний.

Під ці три випадки аварійних ситуацій створені наступні види струмових захистів:

- струмове відсічення;
- максимальний (розглянуто раніше п. 7.5);
- диференційно-фазний.

Струмове відсічення (рис. 7.12) є різновидом максимального струмового захисту, що виконує швидке відключення КЗ на ділянках лінії. Воно також поділяється на відсічення миттєвої дії і з витримкою часу.

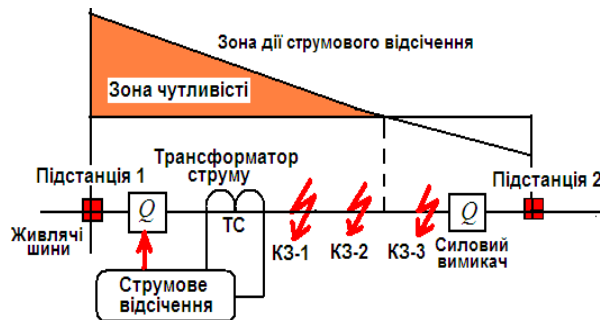


Рисунок 7.12 – Дія струмового відсічення

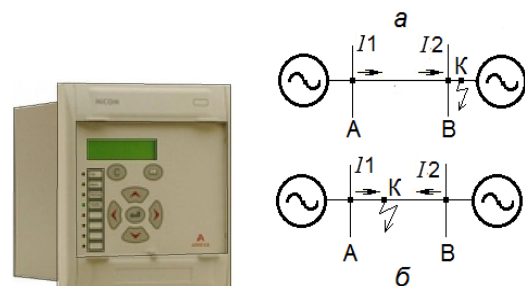


Рисунок 7.13 – Зовнішній вид реле поздовжнього диференційного захисту і принцип дії:
а – при зовнішніх КЗ;
б – при КЗ на лінії

Струмове відсічення миттєвої дії є найпростішим захистом, що і є їх перевагою. Недоліком такого захисту є неповне охоплення зони дії КЗ. Відсічення з витримкою часу дозволяє виборче і швидке відключення ділянок на лінії з КЗ. Причому воно добре працює з максимальним струмовим

захистом, що може складати триступеневий захист, який сприяє заміні більш складних захистів при значних струмах КЗ.

Диференційний захист застосовується на лініях, що відходять від шин електростанцій або вузлових підстанцій енергосистем транспортних підприємств. У разі виникнення КЗ в межах всієї лінії, захист спрацьовує без витримки часу. Такий захист забезпечує миттєве відключення КЗ в будь-якій точці ділянки, що підлягає захисту і має селективність при КЗ за межами лінії, що знаходиться під захистом.

Диференційний захист поділяється на поздовжній і поперечний. Перший служить для захисту як одинарних, так і паралельних ліній; другий – тільки паралельних ліній.

Принцип дії поздовжнього диференційного захисту (рис. 7.13, а) заснований на порівнянні величини і фази струмів на початку і наприкінці лінії, що захищається. При зовнішньому КЗ, струми I_1 і I_2 на кінцях лінії АВ спрямовані в один бік і рівні за величиною, а при КЗ на лінії, вони направлені в різні боки (рис. 7.13, б) і, не дорівнюють один одному.

Отже, зіставляючи величину і фазу струмів I_1 і I_2 , визначається місце, де виникло КЗ – на лінії або за її межами. Таке порівняння струмів за величиною і фази здійснюється в реагуючому органі (реле) диференційного захисту. Для цієї мети по кінцях лінії встановлюються трансформатори струму з однаковим коефіцієнтом трансформації. Вторинні обмотки трансформаторів з'єднуються за допомогою з'єднувального кабелю і підключаються до диференційного реле таким чином, щоб при зовнішніх КЗ струм в реле був рівний різниці струмів на початку і наприкінці лінії.

Принцип дії поперечного диференційного захисту. Поперечні диференційні захисти застосовуються на паралельних лініях, що мають однаковий опір і засновані на порівнянні величин і фаз струмів, що протікають по двох лініях. Завдяки рівності опорів лінії в нормальному режимі і при зовнішньому КЗ струми в них порівняні за величиною і по фазі (рис. 7.14, а).

У випадку КЗ на одній з ліній рівність струмів порушується. Наприклад, на живильному кінці А лінії струми I_1 і I_2 співпадають по фазі, але розрізняються по величині, а на приймальному кінці лінії В напрямі струмів протилежні за фазою (рис. 7.14, б).

Таким чином, порушення рівності струмів в паралельних лініях з величині або фази є ознакою пошкодження однієї з них.

Поперечний диференційний захист застосовуються двох видів:

– струмовий поперечний диференційний захист, що використовується на паралельних лініях, які підключені до одного загального вимикача;



Рисунок 7.14 – Зовнішній вид реле поперечного захисту і принцип дії

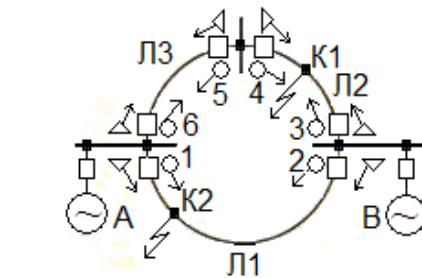
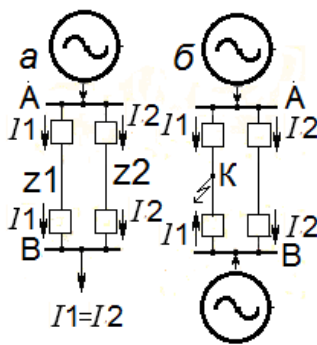


Рисунок 7.15 – Кільцева мережа з двома джерелами живлення:

максимально спрямований захист (1 – 6); дистанційний захист (трикутник зі стрілкою)

– спрямований поперечний диференційний захист, що використовується на паралельних лініях з самостійними вимикачами.

Дистанційний захист (рис. 7.15).

У мережах складної конфігурації з декількома джерелами живлення, що розглянуті вище, максимальні і спрямовані захисти не можуть забезпечити селективного відключення струмів КЗ.

Наприклад, при КЗ на лінії Л2 максимальний спрямований захист 3 повинен спрацювати швидше захисту 1, а при КЗ на лінії Л1, навпаки, захист 1 повинен спрацювати швидше захисту 3. Ці суперечливі вимоги не можуть бути виконані за допомогою максимального спрямованого захисту. Крім того, такі види захисту часто не задовольняють вимогам швидкодії.

Струмове відсічення далеко не завжди можуть застосовуватися, а подовжній диференційний захист може встановлюватися тільки на коротких лініях. У зв'язку з цим виникла необхідність у застосуванні інших принципів, що дозволяють одержати захист з необхідною швидкістю, забезпечуючи при цьому селективність і чутливість в електричних мережах будь-якої конфігурації.

Одним з таких видів захисту є дистанційний, який має високу швидкість і селективність у будь-яких електричних мережах.

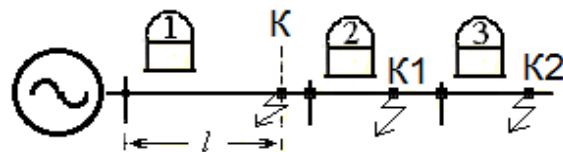


Рисунок 7.16 – Залежність витримки часу дистанційного захисту від відстані до місця КЗ

Витримка часу дистанційного захисту t залежить від відстані l (дистанції, рис. 7.16) між місцем установки захисту і точкою КЗ та збільшується плавно або східчасто із збільшенням цієї відстані. При такому принципі дії найближчий до місця пошкодження дистанційний захист завжди має меншу витримку часу. Завдяки цьому автоматично забезпечується селективне відключення пошкодженої ділянки.

Основним елементом дистанційного захисту є дистанційний орган (званий також вимірювальним органом), що визначає віддаленість КЗ від місця установки захисту.

В якості дистанційного (вимірювального) органу використовуються реле опору, які безпосередньо чи опосередковано реагують на повний, активний або реактивний опір лінії (z , r , x). Дистанційний захист належить до числа складних захистів. Всі різновиди цього захисту складаються з декількох загальних елементів (органів захисту), що виконують певні однотипні функції (рис. 7.17):

1) пускового органу 1, що включає захист при виникненні КЗ, який представляє собою реле струму або реле опору;

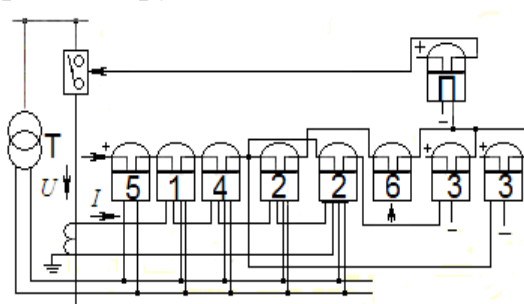


Рисунок 7.17 – Зовнішній вигляд і спрощена схема триступеневого релейного дистанційного захисту

2) дистанційного органу 2, що визначає віддаленість місця КЗ. В ступінчастих захистах використовується реле мінімального опору. До реле підводяться струм і напруга лінії, що захищається, і воно спрацьовує при найбільшому опорі, при якому реле починає діяти;

3) органу витримки часу 3, що створює витримку часу, при якому, в залежності від поведінки дистанційного органу, діє захист, що являє собою реле часу звичайної конструкції;

4) органу напрямку потужності 4, що не дозволяє працювати захисту при направленні потужності КЗ до шин трансформаторної підстанції. Захист виконується за допомогою реле потужності і передбачається тільки у

тих випадках, коли пускові та дистанційні органи не мають спрямованості;

5) системи блокування, що автоматично виводять захист з дії в тих режимах, коли він може спрацювати невірно при відсутності пошкодження.

Зазвичай застосовуються два види блокування:

а) блокування 5 спрацьовує при пошкодженні у ланцюгах, в результаті зникнення напруги ($U = 0$) у системі захисту. В цих умовах може статися спрацювання пускових реле і дистанційних органів, що призводить до неправильної роботи захисту. Тому блокування 5 знімає оперативний струм з системи захисту, не дозволяючи їй діяти на відключення;

б) блокування 6 спрацьовує при невірній дії системи захисту під час хитань у системі електропостачання, викликаних різними причинами. У цьому режимі напруга U знижується, струм I зростає, а опір зменшується. В результаті пускові реле і дистанційні органи системи захисту можуть спрацювати і викликати неправильну дію захисту. При виникненні хитань системи блокування 6 приходить в дію і виводить захист з роботи, розмикаючи його ланцюг.

Таким чином, на прийомних кінцях паралельно працюючих ліній встановлюються струмові спрямовані системи захисту або поперечні диференційні системи захисту. Струмові спрямовані системи захисту зручніше в експлуатації і не перешкоджають збільшенню числа паралельно працюючих ліній. Рідше застосовуються поздовжні диференційні системи захисту. Однак застосування поздовжнього диференційного захисту ліній не звільняє від встановлення максимального струмового захисту для відключення КЗ на шинах тягової підстанції.

7.6 Апарати захисту в контактних мережах

В енергетичних системах МЕТ можуть виникати пошкодження і ненормальні режими роботи електрообладнання, розподільних пристроїв, ліній електропередач і споживачів електричної енергії. Пошкодження в більшості випадків супроводжуються значним збільшенням струму, глибоким зниженням напруги в елементах електротехнічних пристроїв енергосистеми.

Найпоширенішими є пошкодження в електроустановках і ненормальні режими їх роботи.

Найбільш небезпечним і важким видом ушкодження є короткі замикання (КЗ). Але крім пошкоджень, пов'язаних з КЗ існують і інші, які пов'язані з відхиленнями від допустимих значень величин струму, напруги

і частоти. Режими, при яких обладнання працює з відхиленнями, називаються *ненормальними*. Вони також небезпечні не тільки для електротехнічного обладнання, але і для стійкої роботи енергосистеми.

Для систем МЕТ, в цьому випадку, є небезпечним перевантаження обладнання, що викликана збільшенням струму понад номінального значення. Номінальний струм – це найбільший допустимий за умовами нагрівання струмопровідних частин і ізоляції струм, при якому обладнання може працювати необмежено тривалий час. Такий струм визначається конструкцією обладнання і типом ізоляційних матеріалів.

Щоб забезпечити нормальну роботу енергетичної системи і споживачів електричної енергії, застосовуються автоматичні пристрої, що виконують захист енергосистеми та її елементів від небезпечних наслідків, пошкоджень і ненормальних режимів при експлуатації.

Поширеними елементами захисту є реле, що являють собою електричні апарати, в яких при плавній зміні керуючої (вхідний) величини відбувається стрибкоподібна зміна керованої (вихідної) величини. З двох величин повинна бути хоча б одна електричною.

В залежності від вхідного параметра реле поділяються на реле потужності, струму, напруги, частоти, тиску та інші, які реагують не тільки на значення величини, але й на різницю значень (диференційні), а також на зміну знака.

За принципом дії на керований ланцюг реле поділяються на контактні і безконтактні (електронні), рис. 7.18, які є невід'ємною частиною захисту.

Контактні реле впливають на вихідний параметр шляхом замикання або розмикання контактів в керованому ланцюгу (рис. 7.18, *а*). При відсутності вхідного сигналу контакти розімкнуті і струм в керованому ланцюзі дорівнює нулю.

Реле складається з контактної системи і електромагніта (рис. 7.19). Контактна система складається з нерухомих і рухомих контактів, що закріплені між пластмасовими колодками на якорі електромагніту. Електромагніт містить магнітопровід, осердя, котушку і якор. Магнітопровід кріпиться до пластмасової основи за допомогою гвинтів.

Безконтактні реле працюють на напівпровідникових або феромагнітних елементах. При певному значенні вхідної величини x відбувається стрибкоподібна зміна вихідного параметра (від мінімального до максимального значення) і реле спрацьовує (рис. 7.18, *б*).

Електронні реле виконують різні функції, залежно від контролюючих параметрів. Наприклад, на рисунку 7.20 показано реле захисту електродви-

гунів, принцип роботи якого заснований на вимірюванні споживаного двигуном струму.

Струми безперервно вимірюють трьома трансформаторами, що вбудовані в реле струму, а їх значення використовуються для створення теплової моделі електродвигуна і порівнюють зі значеннями струмів, що встановлені на реле.

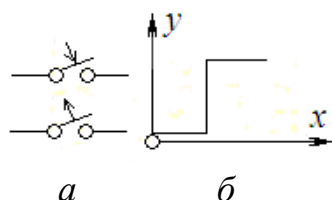


Рисунок 7.18 – Контактні реле(а) і характеристика спрацювання безконтактного реле(б)



Рисунок 7.19 – Електромеханічне контактне реле



Рисунок 7.20 – Реле для захисту електродвигунів

Таке реле забезпечує захист електродвигуна від:

- перевантаження по струму при аварійній ситуації;
- перекосу і втрат фаз, шляхом знаходження обриву фази з наступною швидкою зупинкою двигуна;
- неправильної послідовності фаз із застосуванням датчиків струму;
- перегріву двигуна, що здійснюється терморезисторними датчиками або термісторами.

Кожен комплект захисту, що складається з різних реле, і його схема поділяються на дві частини: реагуючу і логічну.

Реагуюча (або вимірювальна) частина є головною. Вона складається з основних реле, які безперервно отримують інформацію про стан елементу, що захищається і реагують на ушкодження або ненормальні режими роботи обладнання або системи, подаючи відповідні команди на логічну частину захисту. В якості головних реагуючих реле застосовують: реле струму, що реагують на зміну величини струму; реле напруги, що реагують на зміну величини напруги, реле опору, що реагують на зміну опору. У поєднанні із зазначеними реле часто застосовуються реле потужності, що реагують на зміну величини потужності при КЗ, яка проходить через місце установки захисту.

Логічна частина (або оперативна) є допоміжною. Вона сприймає команди реагуючої частини, якщо їх значення, послідовність і поєднання ві-

дповідіає заданій програмі. Крім того, логічна частина виробляє заздалегідь передбачені операції і подає керуючий імпульс на відключення відповідних вимикачів. У логічну частину входять електромеханічні реле і електронні прилади, що визначають відповідні зміни величин. До числа допоміжних реле відносяться: реле часу, що необхідні для уповільненої дії захисту; реле вказівні, які необхідні для сигналізації і фіксації дії захисту; реле проміжні, що передають дію основних реле на відключення вимикачів і необхідні для здійснення взаємного зв'язку між елементами захисту.

Реле, що діють при зростанні величини, на яку вони реагують, називаються максимальними, а реле, що працюють при зниженні цієї величини, називаються мінімальними. Крім того, застосовується ряд спеціальних реле, наприклад, реле частоти, що діють при неприпустимому зниженні або підвищенні частоти; теплові реле, що реагують на підвищення температури при перевантаженнях, і деякі інші.

Кожне реле містить сприймаючий і виконавчий елемент. *Сприймаючий* елемент в електромеханічних конструкціях має обмотку, яка живиться струмом або напругою елемента, що захищається в залежності від типу реле. *Виконавчий* елемент електромеханічного реле являє собою рухливу систему, яка, переміщуючись під впливом сил, що створюються сприймаючим елементом, діє на контакти реле, змушуючи їх замикатися або розмикатися.

Швидкодіючі автоматичні вимикачі – називаються електричні одноступінчасті комутаційні апарати, у яких час з моменту виникнення струму, що викликає спрацьовування, до моменту початку розходження головних контактів, тобто власне час розмикання, не перевищує 0,01 сек.

Лінійні швидкодіючі автоматичні вимикачі (рис. 7.21), застосовуються для відключення ліній постійного струму при перевантаженнях і коротких замиканнях

Основні області застосування:

- захист потужних напівпровідникових установок електроприводу та інших електроустановок з потужними тиристорними перетворювачами;
- захист електрообладнання тягових підстанцій і фідерів, які відходять, міського електротранспорту (трамвай і тролейбус) тощо;
- тягові підстанції магістральних залізниць і промислового залізничного транспорту;
- тягові підстанції метрополітенів.

Швидкодіючі запобіжники використовуються для захисту від перевантаження по струму в системах, що використовують джерела живлення постійного і змінного струму. Швидкодіючі запобіжники відрізняються тим, що їх характеристика повторює перевантажувальну характеристику напівпровідника, тобто не допускає перевищення критичного значення струму за одиницю часу.

Запобіжниками називаються електричні апарати (рис. 7.22), що призначені для розмикання електричних ланцюгів шляхом розплавлення плавкої вставки при виникненні струму більше заданої величини.



Рисунок 7.21 – Швидкодіючі автоматичні вимикачі

Рисунок 7.22 – Швидкодіючі запобіжники

Дані запобіжники використовуються для захисту обладнання і приладів від короткого замикання, різких перепадів напруги в електричних ланцюгах і схемах.

Швидкодіючі запобіжники розраховані таким чином, щоб зменшити час спрацьовування, значення I^2t , піковий струм, що пропускається і напругу дуги. Щоб забезпечити швидке плавлення елемента, «перешийки» швидкодіючих запобіжників мають дещо іншу конструкцію, ніж звичайні промислові запобіжники такого ж номіналу, і, як правило, працюють при більш високих температурах. Тому при конструюванні швидкодіючих запобіжників доводиться враховувати більш високе тепловиділення, а також більш високу швидкість цього процесу, який носить вибуховий характер.

Для того щоб ефективно розсіяти тепло, а також витримати ударні навантаження, корпус показаних запобіжників робиться з матеріалів більш високого класу. Щоб відповідати за розміром захисному обладнанню, швидкодіючі запобіжники часто виробляються в корпусах меншого розміру, що висуває ще більш високі вимоги до якості.

Розрядниками (рис. 7.23) називаються електричні апарати, що здійснюють захист електрообладнання від перенапруг, які виникають під час атмосферних розрядів, а також в результаті явищ, що викликані не устале-

ними процесами та іншими причинами. Існує декілька типів розрядників для захисту. Наприклад, трубчасті розрядники (рис. 7.23, а) використовуються для захисту ізоляції ліній і підстанцій. Вентильні розрядники (рис. 7.23, б), призначені для захисту ізоляції підстанцій та електричних машин.

Трубчасті розрядники вибирають по номінальній напрузі мережі і струмів відключення. Вентильні розрядники вибирають по номінальній напрузі і їх призначенням.

Мікропроцесорні пристрої (рис. 7.24) захисту використовуються замість електроме-ханічних реле і напівпровідникових пристроїв РЗА в розподільних мережах.

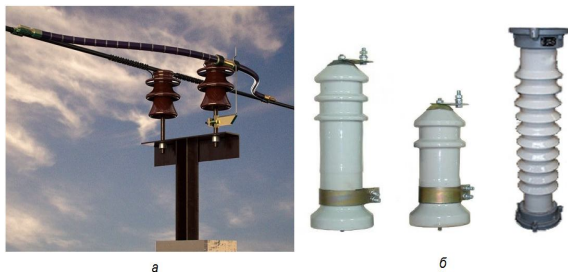


Рисунок 7.23 – Розрядники:
а – трубчасті; б – вентильні

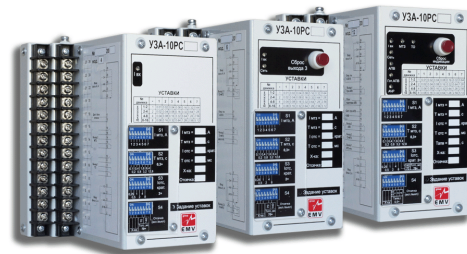


Рисунок 7.24 – Серія
мікропроцесорних пристроїв типу
УЗА-10РС

Такі пристрої застосовуються з усіма типами вимикачів, з любым типом приводного механізму і разом з пристроями РЗА інших виробників на будь-якій елементній базі (електромеханічній, мікроелектронній, мікропроцесорній). Дані пристрої виконують функції захисту і автоматики в електричних ланцюгах приєднань напругою 6–35 кВ.

Наприклад, серія мікропроцесорних пристроїв типу УЗА-10РС містить 15 спеціалізованих виконань, що мають різний набір функцій.

За рахунок підбору пристроїв різних типів і в різній комплектації проводиться формування комплексу пристроїв з необхідним набором можливостей.

Живлення таких пристроїв здійснюється від трансформаторів струму і від ланцюгів оперативної напруги. На лицьовій панелі передбачена світлодіодна індикація. Пристрій має ступінь захисту з можливістю вибору часо-струмових характеристик спрацювання.

Пристрої додатково мають функцію одноразового АПВ, функцію відключення від АЧР по сигналу на дискретному вході, з подальшим ЧАПВ при зникненні певного сигналу.

Наприклад, мікропроцесорний пристрій захисту типу «Сіріус-2-0,4 ВВ» призначений для виконання функцій релейного захисту, автоматики, керування і сигналізації робочих вводів секцій 0,4 кВ, комплектних трансформаторних підстанцій, щитів власних потреб електростанцій, підстанцій та інших об'єктів.

Пристрій (рис. 7.25) може застосовуватися для виконання функцій АВР секційного вимикача системи шин 0,4 кВ при зникненні живлення на одному з робочих вводів з можливістю ручного або автоматичного відновлення вихідної схеми при відновленні живлення на відключеному введенні.

Пристрій має в своєму складі функції дальнього резервування (ДР) при відмові захистів або вимикачів відхідних від шин 0,4 кВ ліній, а також функції блокування максимального струмового захисту при пусках і самозапущах електродвигунів.

Застосування сучасних цифрових пристроїв у системі електропостачання МЕТ забезпечує прискорення відключень за рахунок зниження ступенів селективності між захистами послідовно включених ліній, а також дозволяє збільшити чутливість та надійність захисту мереж 6 і 10 кВ, зменшує трудовитрати при обслуговуванні.

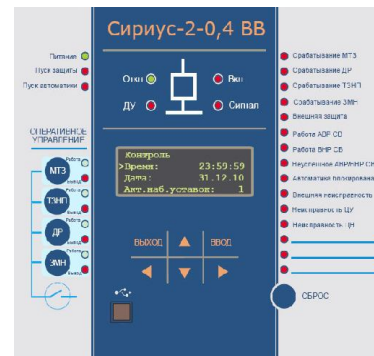


Рисунок 7.25 – Мікропроцесорний пристрій типу «Сіріус-2-0,4 ВВ»

Контрольні питання

1. До яких небажаних наслідків приводить електричний струм, що проходить по проводах контактної мережі?
2. Який струм приймається в якості розрахункового для тягової мережі?
3. Які існують причини, що викликають вимушені режими роботи системи електропостачання мережі?
4. Перелічити причини виникнення КЗ в тяговій мережі?
5. Чому при розрахунках прийнято визначати мінімальне та максимальне значення струмів КЗ.
6. Які існують поширені методи захисту від струму КЗ в мережі?

7. Як здійснюється захист від струмів КЗ за допомогою посту секціонування?
8. Як здійснюється захист у разі виникнення КЗ між контактним проводом і рейкою або між контактними дротами тролейбуса різної полярності в кінці ділянки?
9. Які види захистів застосовуються у сучасних мережах?
10. В яких мережах використовується максимальний струмовий захист?
11. В яких випадках використовується струмове відсічення?
12. В яких випадках застосовується диференційний захист?
13. Для яких мереж використовується дистанційний захист?
14. Які основні елементи входять до дистанційного захисту?
15. Що є поширеними елементами любого захисту електричної системи та мережі?
16. З яких частин складається комплект захисту?
17. Перелічити основні області застосування автоматичних вимикачів?
18. Яку роль в системі електропостачання виконують швидкодіючі запобіжники?
19. Проаналізувати особливості захисту систем з використанням мікропроцесорних пристроїв.

ЛЕКЦІЯ 8

ОСОБЛИВОСТІ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ МІСЬКОГО ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ

- 8.1 Структура і завдання автоматизованої системи керування
- 8.2 Структура і функції центрального диспетчерського пункту керування електропостачанням наземного міського електротранспорту
- 8.3 Програмне забезпечення центрального диспетчерського пункту керування
- 8.4 Структура і функції системи радіозв'язку і телемеханіки
- 8.5 Системи керування електропостачанням міського електротранспорту і їх функції
- 8.6 Структура диспетчерського керування метрополітену.

8.1 Структура і завдання автоматизованої системи керування

Автоматизована система керування енергопостачанням міського електротранспорту (АСКЕ МЕТ) призначена для безперервного автоматичного контролю і діагностування роботи технологічного устаткування, пристроїв тягових підстанцій (ТП), технологічних процесів електропостачання ліній міського електротранспорту.

Система автоматизації ТП забезпечує централізацію на сервері центрального диспетчерського пункту (ЦДП) результатів контролю, вимірів і діагностування, телекерування пристроями ТП із застосуванням автоматизованих робочих місць диспетчерів (АРМ).

В межах ТП система АСКЕ МЕТ також автоматизує процеси введення живлення, роботи агрегатів, лінійних фідерів, шаф власних потреб, негативно шини.

Широкі комунікаційні можливості автоматизованих систем сприяють інформаційній взаємодії з іншими системами і пристроями на рівнях ЦДП і контрольних пунктів (КП).

По структурі АСКЕ МЕТ відноситься до дворівневих систем з територіально розподіленим устаткуванням, розташованим в будівлях ТП (контрольних пунктах (КП) системи, ЦДП, на автоматизованих робочих місцях керівників) або в адміністративних будівлях, об'єднаних технологічною системою передачі даних.

У основу побудови системи АСКЕ МЕТ (рис. 8.1) закладений модульний принцип, що забезпечує можливість автоматизації будь-якої кількості підстанцій різної оснащеності, а також їх апаратних і програмних пакетів.

У верхній рівень АСКЕ МЕТ входять різні системи АСК ТП і інформаційні системи з певними пакетами програм.

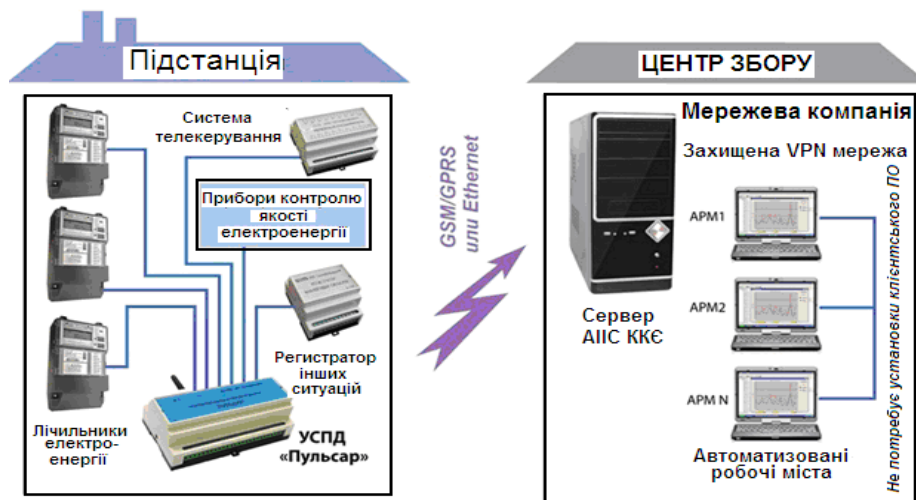


Рисунок 8.1 – Схема автоматизованої системи міського електротранспорту

Нижній рівень представляють спеціалізовані контролери, які входять до складу сучасного технологічного устаткування тягових підстанцій або застосовуються спільно з устаткуванням ТП (приладами обліку електроенергії, охороною пожежними системами (ОПС)) і тому інше.

Окремим завданням АСКЕ МЕТ є операція, що виконана за допомогою технічних засобів і програмного забезпечення, в результаті рішення якої формуються звітний документ, або серія однотипних повідомлень для обслуговуючого персоналу.

Окрема функція АСКЕ – це сукупність завдань, спрямованих на досягнення загальної мети керування і об'єднаних єдиним критерієм.

До складу технічних засобів, необхідних для функціонування АСК підстанцій, входять:

- базовий сервер АСК, який виконує функції оперативно-інформаційного комплексу і оперативного керування режимом;
- сервери зв'язки АСК (на невеликих ТП інтегрований з базовим сервером), які виконують комунікаційні функції з устаткуванням нижнього рівня АСК ТП, рівнем РЕС або іншими АСК цього рівня;
- клієнтська частина на базі ПЕВМ і графічних робочих станцій з використанням АРМ користувачів;
- обчислювальна мережа, що забезпечує підключення локальних і видалених кінцевих користувачів.

Робочі місця користувачів АСК ТП станцій і великих підстанцій з постійним оперативним персоналом будуються на базі ІВМ, що сумісні з ПЕВМ, офісного або промислового виконання, які працюють автономно або в складі ЛВС. На невеликих підстанціях без персоналу можуть використовуватися переносні ЕОМ.

В автоматизованій системі АСК ТП передбачаються:

- АРМ користувачів в службах і відділах;
- АРМ оперативного чергового персоналу.

Підсистема АСККЕ МЕТ на рівні станцій і підстанцій виконана на базі лічильників електроенергії і пристроїв збору і передачі даних (ПЗПД), які вирішують наступні основні завдання:

- збір даних з лічильників про електроенергію і потужність;
- передачу даних про електроенергію і потужність в АСКЕ РЕС;
- передачу даних про електроенергію і потужність в АСК станцій і підстанцій для вирішення технологічних, режимних і інформаційних завдань.

8.2 Структура і функції центрального диспетчерського пункту керування електропостачанням наземного міського електротранспорту

Диспетчерське керування електропостачанням наземного міського електротранспорту складається з двох адміністративних підрозділів.

У перший підрозділ диспетчерського керування входить електродиспетчерський персонал, на який покладаються наступні функції:

- забезпечення взаємодії між експлуатаційними підрозділами енергогосподарства, що беруть участь в ремонтних і відновних роботах при аварійних ситуаціях і планових ремонтах;
- дозвіл виробництва робіт на тягових підстанціях за наказом зі зняттям підстанції з телекерування на ЦДП;
- організація і керівництво усуненням ушкоджень з метою якнайшвидшого відновлення руху на лінії;
- узгодження ремонтних робіт устаткування тягових підстанцій, контактній і кабельній мережі;
- оперативний зв'язок з диспетчерським апаратом підприємства керування рухом і зовнішніми організаціями, що впливають на електропостачання МЕТ, передачу поточної і узагальненої інформації керівництву підприємства енергогосподарства.

Другий підрозділ має оперативний персонал, який входить в ЦДП. Персонал складається, в основному, з чотирьох операторів і двох старших операторів. Старший оператор забезпечує контроль над роботою операторів, відповідно до перерозподілу обов'язків підстанцій по АРМ і у разі потреби заміни оператора.

Оператори ЦДП забезпечують:

- безперервний контроль функціонування і технічного стану устаткування ТП, що входять в сектор відповідальності;
- оперативне керування комутаційним устаткуванням ТП з метою ліквідації наслідків аварійних ушкоджень і відновлення нормального режиму електропостачання.
- безперервний контроль функціонування і технічного стану устаткування ТП, що входять в сектор відповідальності;
- оперативне керування комутаційним устаткуванням ТП з метою ліквідації наслідків аварійних ушкоджень і відновлення нормального режиму електропостачання.

Керування усіма підстанціями розподілене по автоматизованих робочих місцях (АРМ) операторів і робочих місцях старших операторів (умовно для великих мегаполісів), а також трьох АРМ електродиспетчерів.

Усе АРМ, включаючи АРМ інженера АСУ оснащені моніторами. Режим роботи центрального керування електропостачанням (ЦКЕ) цілодобовий.

Основні функції ЦДП :

- оперативне диспетчерське керування устаткуванням ТП;
- автоматичне отримання, накопичення, аналіз і розподіл інформації про функціонування технологічного устаткування;
- автоматичне звукове і візуальне сповіщення операторів і електродиспетчерів ЦДП про вихід стану і параметрів керованих об'єктів за нормальне, відповідно до розподілу контрольованих об'єктів по секторах відповідальності.
- формування і відображення на моніторах АРМ діагностики стану устаткування і рекомендацій дій операторові і диспетчерові;
- облік електроенергії, перетвореною ТП і формування звітної документації, з наступною передачею її в електроінспекційний відділ;
- формування звітної документації, що відображує якість роботи ЦКЕ в цілому і якість функціонування окремих ЕТП і устаткування;
- архівізація і перегляд протоколів дій операторів, перемикачів устаткування і записів реєстраторів швидких подій при спрацьовуванні захисту;
- керування інформаційною базою документації диспетчерського персоналу ЦДП і документацією про зміну складу технічних засобів ТП, контактної і кабельної мережі;
- керування бібліотекою технічних характеристик устаткування;
- архівізація і обробка статистичних даних про кількість і види відмов пристроїв автоматики, телемеханіки і інших технічних засобів.

8.3 Програмне забезпечення центрального диспетчерського пункту керування

Для побудови верхнього рівня АСУЕ МЕТ використовується склад програмних пакетів фірми Intellution, який включає кількість контрольованих параметрів і команд керування, заявлених в технічних вимогах, що складаються з більше 50000 сигналів.

Усе програмне забезпечення працює під керуванням ОС Windows 2000 і включає пакет iFIX, який є повністю інтегрованим сімейством програмних продуктів для промислової автоматизації, заснований на відкритій компонентній технології. Такий підхід полегшує взаємодію між завданнями оперативного і інформаційного рівня, а також між компонентами iFIX і додатками інших фірм.

Пакет iFIX дозволяє нарощувати і модернізувати систему АСКЕ МЕТ відповідно до зростання числа ТП, не зупиняючи процес моніторингу і керування встановленим устаткуванням, при збереженні його структури і основних функцій елементів.

Основними функціями пакету iFIX є:

- резервування серверів, можливість їх перемикання на резервний сервер або на резервну локальну мережу у разі відмови;
- ефективна робота з тривогами і багаторівнева система захисту;
- можливість використання засобів захисту Windows 2000 і праця з сервісом Windows 2000;
- розподілена база даних, що дозволяє з будь-якого робочого місця оператора дістати доступ до інформації на будь-якому сервері, у тому числі одночасно отримувати інформацію з декількох серверів, і керувати устаткуванням, підключеним до цих серверів;
- підтримка передових сучасних технологій і стандартних механізмів обміну даними, таких як: DDE, SQL ODBC, COM/DCOM, OLE DB, OPC, Active X. Використовуючи ODBC драйвери, можна обмінюватися даними з реляційними базами даних, наприклад Access, SQL Server, Oracle та ін., а також надавати інформацію для генератора звітів Seagate Crystal Reports;
- архівація даних і перегляд даних історії, трендів історії і трендів реального часу;
- використання вбудованої в ActiveX Controls технології захисту Secure Containment;
- підтримка вбудованої мови програмування Visual Basic for Applications (VBA) фірми Microsoft;
- можливість складання дій за розкладом або за часом.

Усі події, що пов'язані із зміною стану устаткування ТП, його захисту, а також команд операторів і квитанцій про їх проходження реєструються в журналах на АРМ і в архіві сервера з використанням iHistorian. Вбудовані в iFIX програми дозволяють переглядати відфільтровані вибірки подій і будувати звіти за допомогою надбудови Excel Addin на кожному АРМ.

8.4 Структура і функції системи радіозв'язку і телемеханіки

Архітектура зв'язку є радіально-зонною структурою. Передача даних відбувається по двох незалежних радіоканалах, що дозволило розділити усі системи не лише на логічні групи, але і фізичні. Усередині кожної фізичної групи виділені логічні сигнали – радіозони – через вузловий контролер (ретранслятор). Такий вузол обирається з умови радіовидимості усіх груп цієї радіозони і сусіднього вузлового контролера. Це дозволяє здійснювати ретрансляцію пакетів даних між контролерами, що не знаходяться в безпосередній радіовидимості. Такий підхід побудови радіомережі просто потрібний в умовах міської забудови і він є невід'ємною частиною протоколу пакету MDLC (Motorola Data Link Communications).

На центральному диспетчерському пункті знаходиться шафа телемеханіки (рис. 8.2), яка є базовим елементом нижнього рівня в побудові системи локальної автоматизації і диспетчеризації ТП. Вона містить необхідні місця для кріплення контролера MOSCAD (рис. 8.3), радіостанції GM350, блоків живлення і акумуляторної батареї місткістю 25 А·ч, блоків розв'язки і роз'ємних з'єднань.



Рисунок 8.2 – Шафа телемеханіки
центрального диспетчерського
пункту



Рисунок 8.3 – Зовнішній вигляд
контролера

Важливою особливістю шафи телемеханіки є єдине програмне забезпечення для усіх об'єктів ТП. Такий підхід досягнуто завдяки формалізації алгоритмів керування і параметрів телеметрії для кожного типу устаткування на ТП. Завдяки такому підходу структура клемних з'єднань і даних,

що передаються диспетчерові, визначається лише послідовністю в переліку механізмів керування ЕТП, який без зусиль здатний виконати персонал середньої кваліфікації. Цей перелік прописується в контролер, що визначає логіку його роботи, а також перелік передається верхньому рівню системи для правильного трактування даних, що приймаються, і формування команд керування.

Основою шафи є контролер MOSCAD, який є базовим видаленим термінальним пристроєм (RTU) для побудови систем SCADA від компанії Motorola. Це інтелектуальний пристрій на базі 32/16 розрядного мікропроцесора MC68302 з певною архітектурою. Контролер забезпечують фізичний зв'язок верхнього рівня з контролерами нижнього рівня. Для оптимізації потоку даних по радіоканалу і повного резервування мережевого устаткування кожен контролер дублює прийняту від групи RTU інформацію, направляючи її по IP потокам (рис. 8.4).

Контролер складається з безперебійного джерела живлення, модулів центрального процесора і введення/виводу, розміщених на одній або декількох материнських платах, а також засобів передачі даних (наприклад, радіостанція).

Основна перевага цього типу контролера від представлених на ринку - це поєднання в ньому двох контролерів: пакетного зв'язного контролера і програмованого логічного контролера (PLC). Такий тандем дозволяє звільнити системних інженерів і програмістів від рішення проблем зв'язку і сконцентрувати усі свої зусилля на розробці логіки роботи системи.

У пакетному контролері зв'язку реалізований фірмовий протокол MDLC, який повністю відповідає рекомендаціям ISO (містить усі сім рівнів) і спеціально адаптований для передачі даних по радіо. Завдяки цьому кожен RTU може передавати дані як самостійно, так і служити вузлом для ретрансляції даних від інших RTU.

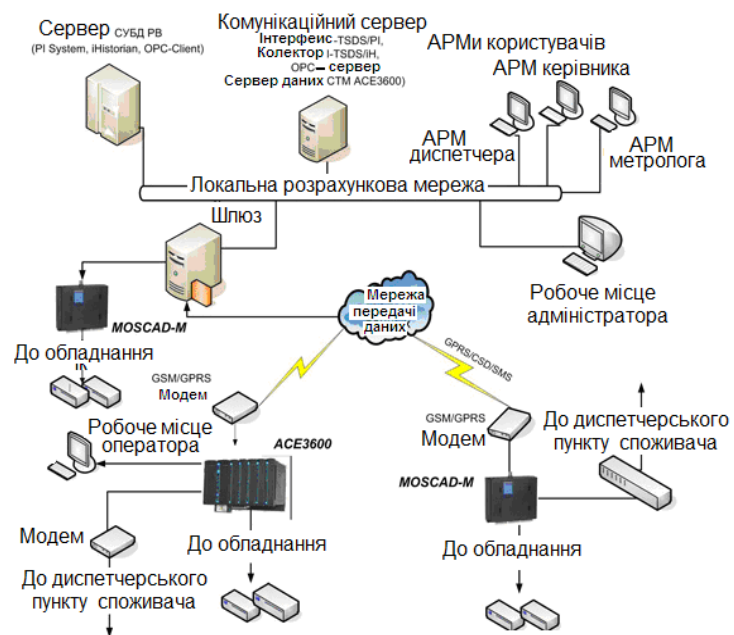


Рисунок 8.4 – Процес передачі інформації

Контролер шафи телемеханіки здатний керувати наступними механізмами:

- масляними вимикачами (МВ);
- кременевими випрямлячами (КВ);
- запасними і лінійними вимикачами (ЗВ і ЛВ);
- роз'єднувачами і перемикачами запасних шин (РЗШ і ПЗШ);
- секційними вимикачами (СВ);
- секційними роз'єднувачами (ЗРЗД).

При цьому за кожним типом устаткування реєструється властива для нього інформація: положення, стан, величина струму і так далі. Також контролер здатний «відстежувати» стани окремих дискретних сигналів, наявність яких занадто специфічні для кожної ЕТП, таких як стан дверей, наявність/відсутність захисту або інших окремих сигналів і передавати їх на верхній рівень.

Контролер виконує як поодинокі, так і групові команди оператора. При прийомі команди від оператора перевіряється не лише правильність видачі команди, але і її достовірність, що виключає виконання несанкціонованих команд. На кожну прийняту команду PLC він відправляє підтвердження про прийом з кодом повернення, який підтверджує виконання команди або містить причину відмови (помилку). Кожен RTU генерує 12 різних кодів повернення.

Окрім функцій передачі телеметричних даних і виконання команд оператора контролер самостійно стежить за роботою ЛВ, відпрацьовує алгоритми автоматичного повторного включення (АПВ) і струмочасового захисту (ТВЗ).

Алгоритм АПВ виробляє повторне включення ЛВ при його відключенні від перевантаження або з іншої причини. Основне завдання полягає в безпечному включенні ЛВ, для цього реалізуються серії декількох включень через різні тимчасові інтервали, які задаються окремо для кожного ЛВ технологом, який враховує особливості експлуатації ЛВ.

Алгоритм ТВЗ дозволяє уникнути роботу лінії фідера на короткозамкнуте навантаження. З АРМ технолога по кожному ЛВ, як і у попередньому випадку, вводяться уставки, які визначають навантаження на цьому напрямі. При цьому автоматика дозволяє через ЛВ короткочасно віддавати великі струми, особливо це важливо в моменти пуску рухомого складу, і для запобігання тривалим перевантаженням, які призводять до ушкодження струмопідводящих ліній.

Для оптимізації каналу зв'язку використовується система SCADA (рис. 8.5), в яку завантажуються і передаються тільки стійкі, з точки зору алгоритмів, стану ЛВ, "швидкі" зміни станів і струмів, що накопичуються в буфері і передаються в архів ЦДП для наступного аналізу оператором після завершення усього циклу роботи захисту. Завдяки такому механізму з'явилася можливість вести статистику роботи ЛВ і правильно обирати технологічні параметри алгоритмів по кожному ЛВ.

8.5 Системи керування електропостачанням міського електротранспорту і їх функції

АСДК електропостачанням міського електрифікованого транспорту забезпечує збір даних телесигналізації і телевимірювань з тягових і понижаючих підстанцій, автоматичне керування і телекерування устаткуванням підстанцій і диспетчерського пункту.

Чіткість роботи міського електрифікованого транспорту безпосередньо залежить від безперебійного і якісного постачання електроенергією, що, у свою чергу, безпосередньо пов'язано з якістю роботи пристроїв автоматики і телемеханіки на тягових підстанціях і контактних мережах.

Для міського електротранспорту використовується система АСК тяговими і знижуваними підстанціями і система АСДК з усією системою електропостачання. Система забезпечує збір даних телесигналізації і телевимірювань, їх передачу, а також локальне автоматичне керування устаткуванням підстанцій по командах ТУ.

Окрім основної функції в АСДК передбачено рішення завдань підвищення енергоефективності і енергозбереження шляхом організації технічного і комерційного обліку електроенергії і контролю графіка навантаження.

В теперішній час широко використовуються 2 модифікації контролерів автоматики і телемеханіки серії «ТМ 3» для керування системою електропостачання МЕТ (рис. 8.6).



Рисунок 8.5 – Система SCADA
для передачі інформації
в мережі ЛВ



Рисунок 8.6 – Контролер
телемеханіки і локального
автоматичного керування

Контролер такого типу призначений для виконання функцій протиаварійної автоматики, захисної автоматики і розподілених пристроїв телемеханіки випрямних агрегатів і осередків розподільних пристроїв постійного струму (600 або 800 В).

Системи керування електропостачанням електричного транспорту для тягових і знижуючих підстанцій, а також вентильними агрегатами показана на рисунку 8.7 і рисунку 8.8.

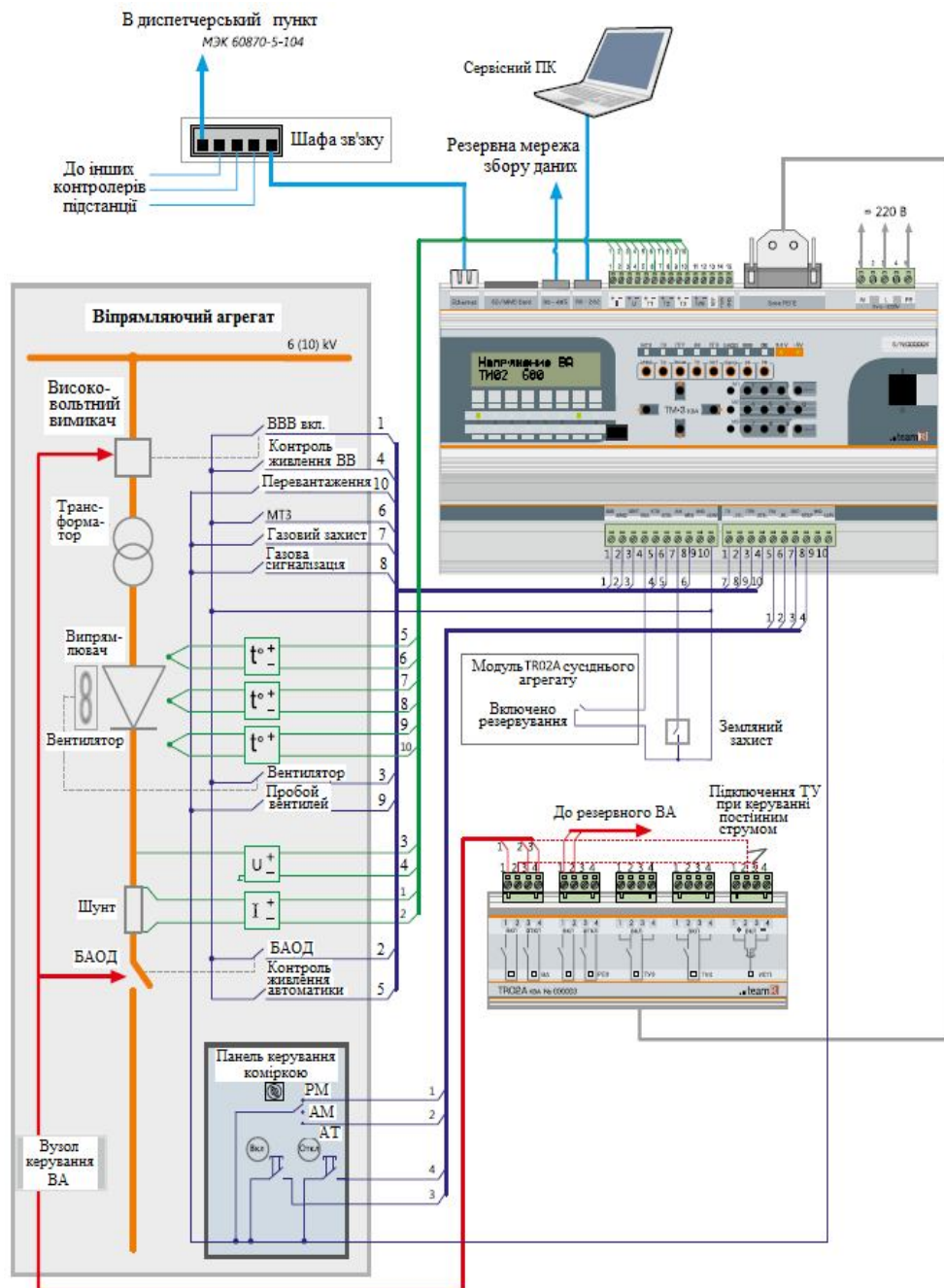


Рисунок 8.7 – Система керування на основі контролера ТМ3В

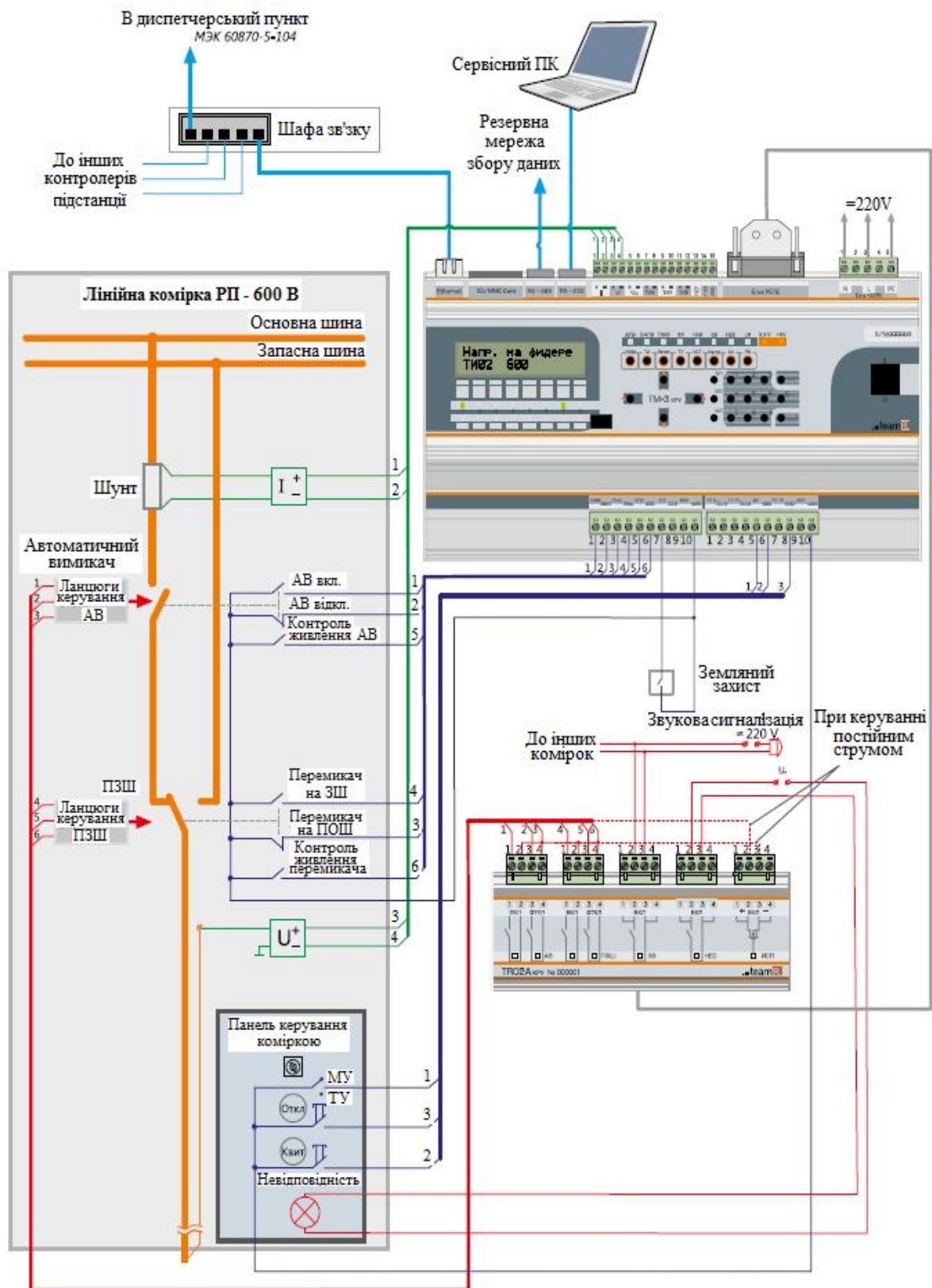


Рисунок 8.8 – Система керування випрямними агрегатами на базі контролера керування типу ТМ3-КВА

Контролер виконує функції:

- збору і реєстрації дискретних сигналів про стан комутаційних апаратів, аварійних і попереджувальних сигналів;
- збору і реєстрації нормованих вимірів (з аналогових вимірювальних перетворювачів з нормованим вихідним струмом);
- одноетапного або двоетапного телекерування устаткуванням (однопозиційне, двопозиційне) по командах з диспетчерського пункту або з локального АРМ;
- автоматичного керування комутаційними апаратами, згідно із закладеними алгоритмами;
- визначення температурного режиму випрямних агрегатів;
- теплового контролю контактної мережі;
- представлення даних ТС, ТІ, схем енергооб'єкту, діагностичних даних на вбудованому Web-сервері у вигляді схем і графіків;
- архівації даних на SD-карту або зовнішній FTP-накопичувач;
- локального і видаленого Web-конфігурування.

8.6 Структура диспетчерського керування метрополітену

Усе устаткування і програмне забезпечення центру диспетчерського керування (рис. 8.9) розділене на дві взаємопов'язані системи. Одна з них - комплексна система – здійснює процес організації руху потягів метрополітену, а інша – комплексна автоматизована система диспетчерського керування (КАСДК) – яка вирішує задачу керування пристроями життєзабезпечення.

Інформація про рух усіх потягів, їх технічний стан, а також про стан устаткування, встановленого на станціях і перегонах, передається в ЦДК по дубльованому волоконно-оптичному зв'язку і відображується на табло колективного користування. Обробка інформації, що поступає в ЦДК, здійснюється за допомогою двох спеціалізованих обчислювальних комплексів, що входять до складу КСД і КАСДК. Кожен з цих комплексів має двократне резервування і побудований на базі серверів IBM X Series.

До складу КСД центру диспетчерського керування входять автоматизовані робочі місця (АРМ) старшого диспетчера (рис. 8.10), диспетчера потягу і інженера по автоматиці, сигналізації і зв'язку. КАСДК складається з АРМ диспетчера енергопостачання і диспетчера електромеханічних пристроїв.

Для контролю програмного забезпечення ЦДК використовується АРМ системного програміста.



Рисунок 8.9 – Центральний диспетчерський пункт керування метрополітеном

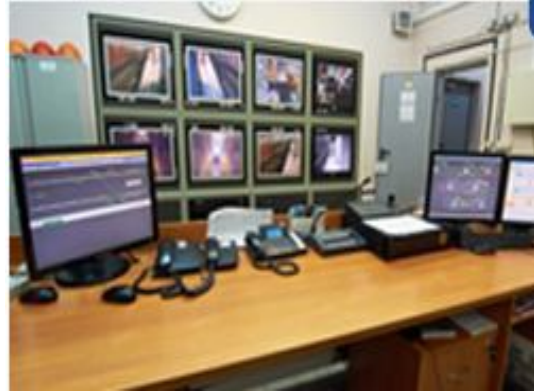


Рисунок 8.10 – Автоматизоване робоче місце

Для забезпечення безпеки руху і автоматизованого керування рухом пасажирських і господарських потягів на ділянках ліній метрополітену, що входять в зону відповідальності станції, використовується станційне керування, що складається з АРМ чергового по посту централізації автоматизованого комплексу станційної апаратури (СА). Це автоматизоване керування забезпечує:

- трансляцію команд ЦП або місцеве керування стрілками і сигналами;
- керування маршрутами;
- візуальний контроль за обстановкою поїздок;
- діагностику стану устаткування, протоколювання робіт операторів автоматизованої системи.

Стаціонарна цифрова обчислювальна система (СЦОС), що складається з трьох стаціонарних ЦОМ, забезпечує безпеку роботи СА в умовах однієї відмови або потоку відмов (збоїв), що перемежаються. Система дозволяє відновити помилки при збоях, визначити пристрій, що відмовив, і потім його відключити. СЦОС є ядром системи і призначена для керування виконавчими блоками.

Функції, які забезпечує система:

- контроль стану рейкових ланцюгів («ланцюг вільний», «ланцюг зайнятий», «контроль цілісності»);
- розрахунок допустимої швидкості V_d з урахуванням обстановки потягу на перегоні, технічного стану перегону, встановлених маршрутів і режимів руху;
- передачу по каналу з двократною фазоразностною модуляцією в апаратуру (ПА) потягу поточних значень V_d для даного і наступного ділянок шляху;

- видачу $V_d = 0$ для гальмування потягу до повної зупинки перед зайнятою ділянкою шляху або перед ділянкою з порушеною цілісністю рейкового ланцюга;
- завдання і відміну маршруту та автоматичного режиму з повною перевіркою умов безпеки, а також виконання додаткових функцій, видачу необхідної оперативної інформації і тому подібне;
- перевірку умов безпеки переведення стрілок і керування їх положенням;
- керування вогнями світлофорів, ув'язка з суміжними системами;
- прийом команд централізованого керування рухом потягів по лінії, що поступають від центрального поста, а також контроль виконання цих команд;
- прийом і передачу інформації про номер маршруту, номер потягу, тип рухомого складу, інформування машиніста про стан ПА і інше;
- прийом від центрального посту і інформування оператора про команди, що поступають, і прийняту інформацію від ПА;
- обмін інформацією по усіх видах каналів обміну між ПА і СА, між СА сусідніх станцій, а також між СА і центральним постом;
- обмін дискретними сигналами з апаратурою, що не входить до складу СА;
- запобігання несанкціонованому доступу до роботи з СА.

Основними елементами станційної апаратури є:

- блок керування світлофорами - це тройний в цифровій частині пристрій з резервуванням силових ланцюгів керування вогнями. Блок забезпечує керування 10-ю світлофорними вогнями;
- блок керування стрілкою. Один блок забезпечує керування однією стрілкою, включаючи силову комутацію приводу. Блок є в цифровій частині пристроєм з резервуванням апаратури силових ланцюгів (рис. 8.11);
- блок убування-прибуття призначений для визначення факту зупинки потягу на станції із заданою точністю (фіксація зупинки потягу) в межах 30 см відносно розрахункової точки прицільного гальмування. Блок забезпечує зв'язок по радіоканалу при обміні необхідною інформацією для регулювання по графіку руху потягів (рис. 8.12);
- блок фазомодульованого каналу (ФМ-канала) є конструктивно закінченим блоком, що забезпечує контроль рейкових ланцюгів (до 32-х точок підключення) і передачу команд допустимої швидкості.



Рисунок 8.11 – Розташування блоків керування світлофорами і стрілкою



Рисунок 8.12 – Зовнішній вигляд і розташування блоків убування-прибуття і фазомодульованого каналу

Комплектація блоку (блоків) визначається кількістю рейкових ланцюгів на станції. Цифрова частина основних плат блоку складається з трьох однакових пристроїв, що працюють строго синхронно, забезпечуючи безпеку і відмовостійкість при передачі і прийомі даних між СЦВС і рейковими ланцюгами.

Керування ПА відбувається автоматизованою системою безпеки руху пасажирських електропотягів, яка встановлюється в потягах і може бути використана також як пристрій сигналізації і регулювання швидкості.

Усі автоматизовані системи метрополітену є сучасними програмно-апаратними комплексами, створеними на базі мікропроцесорних систем і розроблені з урахуванням спадкоємності і досвіду впровадження передових технічних рішень (рис. 8.13).



Рисунок 8.13 – Автоматизована система керування апаратурою потягу

Функції, які забезпечує ПА, :

– автоматизований режим ведення потягу за участю машиніста, при цьому ПА забезпечує 3 режими роботи: режим автоведення; режим контролю швидкості; режим обмеження швидкості;

- керування потягом при підході і зупинці на станції: прицільне гальмування, фіксацію прибуття потягу на станцію, формування команди відкриття дверей;

- керування потягом на станції: відлік і індикація часу планової стоянки потягу на станції; формування команди відключення електричного гальма, включення зумера (сигнал дозволу відправлення), закривання дверей і контроль закривання дверей, включення і виключення тяги; фіксацію відправлення потягу зі станції, установку і індикацію ознак, що визначають режим керування рухом потягу по перегону;

- регулювання швидкості керування гальмуванням потягу на перегоні: формування команд гальмування при перевищенні заданої різниці між допустимою, отримуваною по рейковому каналу, і фактичною швидкостями потягу; гальмування за ознакою пошкодження ПА до повної зупинки потягу; контроль спрацьовування пневмогальмів, виключення скачування потягу більш, ніж на один оборот колеса;

- автоматичне переведення ПА в режими, що забезпечують безпечний стан; контроль і діагностику ПА з індикацією на дисплеї.

Для керування рухом потягу мікропроцесорна система ПА використовує інформацію бази даних і інформацію, що отримується по послідовному інтерфейсу CAN. Основні блоки ПА складаються з:

- блоку обчислювальної системи, що призначений для обробки інформації і реалізації функціональної програми системи шляхом керування рухом ЕРС з забезпеченням заданих режимів ведення потягу (керування тягою і гальмуванням);

- блоку керування, що призначений для зв'язку зі схемою керування потягом і контролю обчислювальної системи;

- блок зв'язку, що призначений для прийому, обробки і передачі в обчислювальну систему інформації про фактичну швидкість руху і місце розташування потягу, швидкості, що поступає від датчиків шляху, і від датчиків корекції шляху. Крім того, блок зв'язку служить для прийому по індуктивному каналу сигналів допустимої швидкості руху потягу, їх гальванічної розв'язки, фільтрації, дешифрування і перетворення в цифрову форму. Уся інформація формується в пакети і передається через CAN - порти;

- блок радіозв'язку, який призначений для обміну даними між станцією і поїздом. Блок забезпечує незалежний додатковий канал отримання інформації про допустиму швидкість і дозвіл на відкриття/закриття дверей, що забезпечує режим автоведення;

- датчиків швидкості і шляху. Кожен датчик здійснює вимір фактичної швидкості і пройденого шляху, а також визначає напрям руху потягу;
- датчиків корекції шляху, що призначені для фіксації сигналу від контрольної мітки з відомими координатами, і встановлені в тунелі по шляху дотримання потягу, формування сигналів, яке забезпечують корекцію значень координат, місця розташування потягу на перегоні і уточнення значень діаметру бандажа колісної пари.

Контрольні питання

1. Для чого призначена автоматизована система керування енергопостачанням міського електротранспорту (АСКЕ МЕТ)?
2. Що закладено в основу побудови системи автоматизованої АСКЕ МЕТ?
3. Що входить до складу технічних засобів, необхідних для функціонування автоматизованої системи керування (АСК) підстанцій?
4. Які основні завдання виконують підсистеми АСКЕ МЕТ?
5. З яких підрозділів складається диспетчерське керування електропостачанням наземного міського електротранспорту і що до них входить?
6. Перелічити основні функції центрального диспетчерського пункту.
7. Які функції є основними в пакеті програми iFIX?
8. Які основні елементи входять до складу шафи телемеханіки, що знаходиться на центральному диспетчерському пункті?
9. Проаналізуйте процес передачі інформації в локальній мережі.
10. Якими механізмами здатний керувати контролер шафи телемеханіки?
11. Які функції виконує контролер в системі керування?
12. Які існують різновиди та задачі системи диспетчерського керування метрополітену?
13. Що забезпечує автоматизоване керування метрополітену?
14. Які функції виконує стаціонарна цифрова обчислювальна система метрополітену?
15. Що відноситься до основних елементів станційної апаратури метрополітену?
16. Які функції виконує апаратура потягів (ПА) і що використовується для керування рухом потягу метрополітену?
17. Перелічити основні блоки ПА.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Базова література

1. Павленко Т. П. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие / Т. П. Павленко, В. И. Милых. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2015. – 267 с.
2. Далека В. Х. Електропостачання електричного транспорту / В. Х. Далека, В. І. Скуріхін. – Харків : ХНАМГ, 2012. – 168 с.
3. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання : навч. посібник. – Харків, ХДАМГ, 2001. – 386 с.
4. Мілих В. І. Електропостачання промислових підприємств : підручник / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. – Харків : НТУ «ХП», 2016. – 272 с.
5. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – 4-е изд., стереотип. – М. : Академия, 2007. – 448 с.
6. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту : навч. посібник / Б. В. Клименко. – Харків : Вид-во «Точка», 2012. – 340 с.
7. Переходные процессы в системах электроснабжения : учебник / Г. Г. Пивняк, В. Н. Винославский, А. Я. Рибалко; под. ред. Г. Г. Пивняка. – 3-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 552 с.
8. Нем В. К. Електропостачання електричного транспорту. // Практикум до лабораторних і практичних занять / В. К. Нем, О. В. Донець, Н. П. Лукашова. – Харків : ХДАМГ, 2009. – 137 с.
9. Нем В. К. Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Электроснабжение электрического транспорта» / В. К. Нем, Н. П. Лукашова. – Харьков : ХНАМГ, 2007. – 82 с.

Додаткова література

1. Мілих В. І. Електротехніка, електроніка та мікропроцесорна техніка : підручник / В. І. Мілих, О. О. Шавьолкін. – Київ : Каравела, 2007. – 688 с.
2. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей Украины / Утв. Министерством топлива и энергетики Украины. – Госэнергонадзор Украины, 2006. – 288 с.
3. Технологічні карти з капітального ремонту пристроїв контактної мережі електрифікованих залізниць. Книга 1. Капітальний ремонт. – Київ, 2003. – 456 с.
4. Правила експлуатації трамвая та тролейбуса зі змінами і доп. – Київ, – 2005. – 196 с.

Навчальне видання

ПАВЛЕНКО Тетяна Павлівна,
ПЕТРЕНКО Олександр Миколайович,
ЛУКАШОВА Наталя Павлівна

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для студентів усіх форм навчання за спеціальністю
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*

Відповідальний за випуск *Ю. П. Бархаєв*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2017, поз. 115 Л

Підп. до друку 06.02.2018. Формат 60 × 84/16
Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 6,5
Тираж 50 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.