

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

**Т. П. ПАВЛЕНКО
Н. П. ЛУКАШОВА**

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2021**

УДК 621.33(075)

П12

Автори:

Павленко Тетяна Павлівна, професор кафедри електричного транспорту Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова;

Лукашова Наталя Павлівна, старший викладач кафедри електричного транспорту Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

Рецензент:

Любарський Борис Григорович, професор, доктор технічних наук, завідувач кафедри електричного транспорту та тепловозобудування НТУ «ХП»;

Буряковський Сергій Геннадійович, професор, доктор технічних наук, директор НДПКІ «Молнія» НТУ «ХП»

*Рекомендовано до друку Вченою радою ХНУМГ ім. О. М. Бекетова,
протокол № 12 від 01 липня 2020 р.*

Павленко Т. П.

П12 Електропостачання транспорту : навч. посібник / Т. П. Павленко, Н. П. Лукашова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. – 216 с.

ISBN 978-966-695-547-3

У навчальному посібнику розглянуто питання, пов'язані з електропостачанням електричного міського транспорту, розподілом електричної енергії і навантаженням тягових підстанцій, компенсацією реактивної потужності. Відображені також аспекти автоматизованого керування роботою міського електричного транспорту та метрополітену, визначені електричні схеми електропостачання та методи розрахунку, проаналізовані порушення в роботі систем електропостачання міського транспорту і визначені способи захисту. Деякі розглянуті теми забезпечено прикладами розв'язання задач.

Призначений для студентів усіх форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

УДК 621.33(075)

© Т. П. Павленко, Н. П. Лукашова, 2021

ISBN 978-966-695-547-3

© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИСТЕМУ	
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	8
1.1 Основи створення та використання електричної енергії.....	8
1.2 Виробництво електричної енергії.....	10
1.3 Альтернативні джерела виробництва електричної енергії.....	15
1.4 Передача електричної енергії на транспорті.....	18
1.5 Приклад розрахунку параметрів трансформаторів та їхній вибір.....	22
Контрольні запитання.....	28
2 ОСОБЛИВОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	
ТРАНСПОРТУ.....	29
2.1 Класифікація міського електротранспорту та системи електропостачання.....	29
2.2 Тягові підстанції та їхні основні елементи.....	31
2.3 Живильні мережі тягових підстанцій.....	35
2.4 Системи електропостачання наземного міського електричного транспорту.....	37
2.5 Особливості систем електропостачання метрополітену, електромобільних засобів та промислового електротранспорту.....	39
2.6 Матеріали, що використовуються в тягових мережах електроживлення транспорту.....	43
Контрольні запитання.....	47
3 СХЕМИ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО	
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	49
3.1 Радіальні схеми електропостачання.....	50
3.2 Магістральні та кільцеві схеми зовнішнього електропостачання.....	52
3.3 Схеми внутрішнього електропостачання міського транспорту.....	54
3.4 Приклад розрахунку лінії електропередач.....	60

3.5	Фактори, що впливають на роботу електротранспорту та інших пристроїв.....	64
3.6	Генерування енергії в електричних мережах і компенсація реактивної потужності.....	67
	Контрольні запитання.....	74
4	ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ЕЛЕМЕНТІВ ТЯГОВИХ МЕРЕЖ.....	76
4.1	Загальні відомості про тягові мережі електричного транспорту.....	76
4.2	Особливості електроживлення контактної мережі тролейбуса і трамвая та основні елементи.....	82
4.3	Приклад розрахунку тягової мережі тролейбуса.....	87
4.4	Особливості електроживлення тягової мережі метрополітену.....	89
	Контрольні запитання.....	92
5	РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	93
5.1	Загальні відомості про методи розрахунку параметрів тягових мереж електротранспорту.....	93
5.2	Метод перерізу графіка і розрахунок миттєвих схем.....	95
5.3	Метод рівномірно розподіленого навантаження.....	103
5.4	Загальний аналітичний метод розрахунку параметрів системи електропостачання.....	105
5.5	Застосування методів розрахунку в режимі тягових навантажень і рекуперації.....	107
	Контрольні запитання.....	110
6	КОНТАКТНА МЕРЕЖА ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ.....	111
6.1	Загальні відомості про контактні мережі електричного транспорту.....	111
6.2	Контактна мережа тролейбуса і основні її елементи.....	114
6.3	Контактна мережа трамвая і основні її елементи.....	127
6.4	Приклад розрахунку рейкової мережі трамвая.....	131
6.5	Контактна мережа метрополітену.....	132
	Контрольні запитання.....	141

7	ПОРУШЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ В ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ ЗАХИСТУ.....	142
7.1	Загальні наслідки термічної дії струмів на тягову мережу.....	142
7.2	Аварійні режими роботи тягових мереж.....	143
7.3	Способи захисту від малих струмів короткого замикання на лініях тягової мережі.....	145
7.4	Основні види захисту при струмах КЗ.....	151
7.5	Електричні апарати захисту в контактних мережах.....	159
7.6	Приклад визначення параметрів мереж.....	174
	Контрольні запитання.....	176
8	АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ МІСЬКОГО ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ.....	177
8.1	Структура і завдання автоматизованої системи керування.....	177
8.2	Структура і функції центрального диспетчерського пункту...	183
8.3	Програмне забезпечення центрального диспетчерського пункту керування.....	184
8.4	Структура і функції автоматизованих систем телемеханіки...	186
8.5	Системи керування електропостачанням міського електротранспорту та їхні функції.....	189
8.6	Структура автоматизованого керування метрополітену.....	193
	Контрольні запитання.....	205
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	207
	ДОДАТКИ.....	209

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВР	— автоматичне включення резерву
АКБ	— акумуляторні батареї
АЛС	— автоматична локомотивна сигналізація
АРМ	— автоматизоване робоче місце
АРС	— автоматична регулювальна система
АСДК	— автоматизована система диспетчерського контролю
АСКЕ МЕТ	— автоматизована система керування енергопостачанням міського електротранспорту
АСК ТП	— автоматизована система керування тяговими підстанціями
БВ	— лінійний швидкодіючий вимикач
ДП	— диспетчерський пункт
ЕРС	— електрорухомий склад
КАСДК	— комплексна автоматизована система диспетчерського керування
ККД	— коефіцієнт корисної дії
КЗ	— коротке замикання
КМ	— контактна мережа
КП	— контрольний пункт
КРП	— комплектні розподільні пристрої
КрЗ	— короткозамикач
КТМ	— контактна тягова мережа
ЛВ	— лінійний випрямляч
ЛЕП	— лінія електропередачі
МЕТ	— міський електричний транспорт
ПС	— пост секціонування
РДП	— районні диспетчерські пункти
РЗА	— система релейного автоматичного захисту
РП	— розподільні пункти
СА	— станційна апаратура
САВПМ	— систем автоведення потягів метрополітену
СІ	— секційний ізолятор
СЦОС	— стаціонарна цифрова обчислювальна система
ТЕД	— тягові двигуни
ТЕС	— теплових електростанцій
ТП МЕТ	— тягові підстанції міського електротранспорту
ТП	— тягова підстанція
ЦДК	— центральне диспетчерське керування
ЦДП	— центральний диспетчерський пункт
ЦКЕ	— центральне керування електропостачанням
ЦПУ	— центральний пост управління

ВСТУП

Система електропостачання створена для забезпечення живленням електричною енергією промислових споживачів і приймачів. Це комплекс пристроїв для виробництва, передавання і розподілу електричної енергії. Він складається з джерел електричної енергії, ліній електропередачі, 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 ліній електропередачі в єдину систему електропостачання сприяє збільшенню надійності забезпечення електричною енергією приймачів і споживачів. Це також дозволяє знизити пікове навантаження 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 збурення і зміни стану енергетичної системи. Для запобігання таких явищ 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 під час вирішення оптимізаційних завдань сприяє підвищенню продуктивності машин і механізмів, зменшенню втрат електричної енергії. Комплексне розв'язання питань підвищення надійності та ефективності роботи електричного обладнання, промисловості, транспорту, систем захисту та керування приймачів і споживачів електричної енергії вирішує сучасні проблеми. Водночас забезпечуються енергозбереження, екологічна безпека навколишнього природного середовища та техніка безпеки персоналу.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИСТЕМУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Основи створення та використання електричної енергії

Історія розвитку систем електропостачання розпочалась з моменту відкриття явища електромагнітної індукції (Майкл Фарадей, 1831 р.).

Завдяки такому відкриттю з'явилися джерела електричної енергії (Томас Едісон, 1880 р. – генератор постійного струму), що дало можливість її використання для освітлення міст, на транспорті, промислових підприємствах.

У 80-х роках XIX століття у містах почали з'являтися перші трамваї та тролейбуси (Ф. Піроцький, Вернер фон Сімменс), які працювали на електричній тязі. Створені електричні схеми для міського транспорту використовуються і досі. Трамвай живиться струмом від струмоприймача. Ковзання його відбувається по контактному дроту, а як зворотний провід використовується рейкове полотно. Тролейбус обладнаний двома штанговими струмоприймачами, які ковзають по контактним дротам додатного і від'ємного потенціалу.

Електроживлення міського транспорту відбувалось від власних електростанцій (знаходилися поряд із депо), у яких використовувалися генератори постійного струму з приводом від парових або дизельних двигунів. Резервними джерелами електричної енергії на той час були потужні акумуляторні батареї, які також виконували функції захисту від пікових навантажень.

Перші транспортні електростанції в Україні, які мали парові турбіни з'явилися у Києві та Львові (1892–1894 р.). Пізніше з'явилися дизельні електростанції (1904 р.), які використовувалися і в інших містах України.

Такі електростанції виконували функції не тільки електропостачання транспорту, а також і електроживлення для інших потреб. Наприклад, у Львові через транспортну електростанцію відбувалось живлення електроенергією Львівського театру. Завдяки використанню акумуляторних батарей відбувалося з'єднання з електростанцією через підземні кабельні лінії.

На той час і до кінця XX століття доміновану позицію мали електричні машини постійного струму, завдяки яким відбувалось трансформувannya напруги.

Можливість передавання електричної енергії на великі відстані з'явилась завдяки створенню електричних машин змінного струму та трансформаторів (Ніколас Тесла, 1888 р.; Доліво-Добровольський, 1891 р.).

Починаючи з 1900-х років створювались електростанції змінного струму, які забезпечували електрикою як промислові підприємства, так і побутових споживачів. Перші електростанції невеликої потужності в Україні з'явилися в індустріальних містах (1910 р.): Києві, Дніпропетровську, Львові, Одесі, на яких також використовувались силові трансформатори та електричні машини змінного струму. Це сприяло створенню перших повітряних ліній, напруга яких складала 22 кВ.

Стрімкий розвиток системи електропостачання визначив зріст потужностей електростанцій, яка у 1913 р. складала 304,3 тис. кВт для енергетичних підприємств загального призначення. Електроживлення використовувалось здебільшого у металургійної та вугільної промисловостях (63 %).

Розповсюдження ліній живлення змінного струму сприяло створенню проблеми для міського електротранспорту, а саме перетворення енергії змінного струму в постійний. Для вирішення такої проблеми були створені електромашинні випрямлячі (мотор-генератори – умформери), які довгий час використовувались на електростанціях. Завдяки ним потужний трифазний електродвигун змінного струму приводив в обертання якор генератора постійного струму. Проте такі умформери мали невисокий коефіцієнт корисної дії (ККД) та були дуже громіздкими.

На зміну умформерам прийшли перші електронні перетворювачі, а саме електровакуумні діоди – кенотрони (Фредерік Гутрайт, 1873 р.). Недоліком таких пристроїв була проблема випрямлення великих струмів. Проте наука не стояла на місці. Тому пізніше з'явилися ртутні випрямлячі – ігнітрони (Купер-Г'юїтт, США – початок ХХ ст.), принцип дії яких ґрунтувався на виникненні електричної дуги у парах ртуті.

В Україні ртутні випрямлячі вперше з'явилися на тягових підстанціях Львова, Чернівців (1920–1925 рр.), де також почали використовуватись масляні трансформатори.

Керування роботою тягових підстанцій та контактною мережею і лінією електропередачі (ЛЕП) відбувалось операторами, які стежили за показами приладів. По мірі розвитку системи енергогосподарства міського електротранспорту виникла потреба в автоматизації керування тяговими підстанціями. Початок впровадження систем телекерування відбувалось у Києві та інших великих місцях (1950–1964 р.).

Таким чином, завдяки науковим відкриттям розвивалась система електропостачання та електроживлення, яка використовується в різних галузях. В умовах науково-технічного розвитку використовуються сучасні системи електроспоживання, які розглядаються у наступних розділах.

1.2 Виробництво електричної енергії

Електричну енергію виробляють на сучасних електростанціях, які працюють на деяких видах палива, енергії рухомої води, вітру, сонця та інших джерел.

Одним із розповсюджених способів отримання електричної енергії є використання теплових електростанцій (ТЕС), які виробляють теплову енергію і перетворюють її в електричну. Перші ТЕС з'явилися наприкінці XIX ст. і швидко отримали розповсюдження на території України та інших держав.

Наразі велику частину електричної енергії (до 80 %) виробляють ТЕС (рис. 1.1) шляхом перетворення хімічної енергії палива (вугілля, газу, мазуту, торфу та ін.) та теплових процесів.

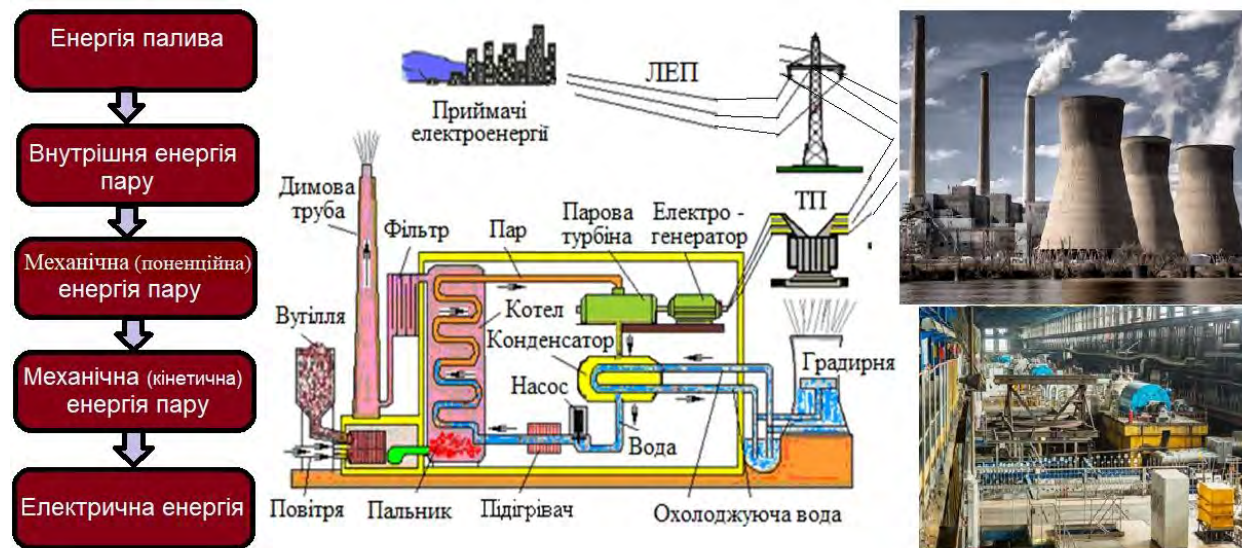


Рисунок 1.1 – Процес виробництва електричної енергії на теплових електростанціях

Подрібнене у пил вугілля з потоком гарячого повітря вдувається в топку парового котла через спеціальні пальники. Згораючи на льоту, пил перетворюється в яскравий факел полум'я, який має температуру горіння до 1 500 °С. Полум'я нагріває воду в тонких трубках, якими покриті

зсередини бічні стінки топки котельні. Розпечені топкові гази спрямовуються по димоходу і нагрівають кип'ятильні трубки. У них нагріта вода перетворюється в пар. Високий тиск і температура пару перетворюють його потенційну енергію в кінетичну енергію обертання ротора турбіни, яка приводить у рух ротор електрогенератора.

Завдяки взаємодії внутрішніх електромагнітних процесів у генераторі відбувається перетворення кінетичної енергії обертання ротора генератора в електричну енергію. 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. У середині нього в тонких латунних трубках циркулює холодна вода, яка охолоджує пар, перетворюючи його в воду (конденсат). Разом із тим тиск у конденсаторі стає в 10–15 разів нижче атмосферного. Пар, після проходження через парову турбіну, конденсується і знову трансформується у воду, яка потрапляє в паровий котел.

Атомна електростанція (АЕС) (рис. 1.2) виробляє електроенергію шляхом перетворення енергії ядерного палива в теплову енергію при заданих певних режимах і умовах застосування.

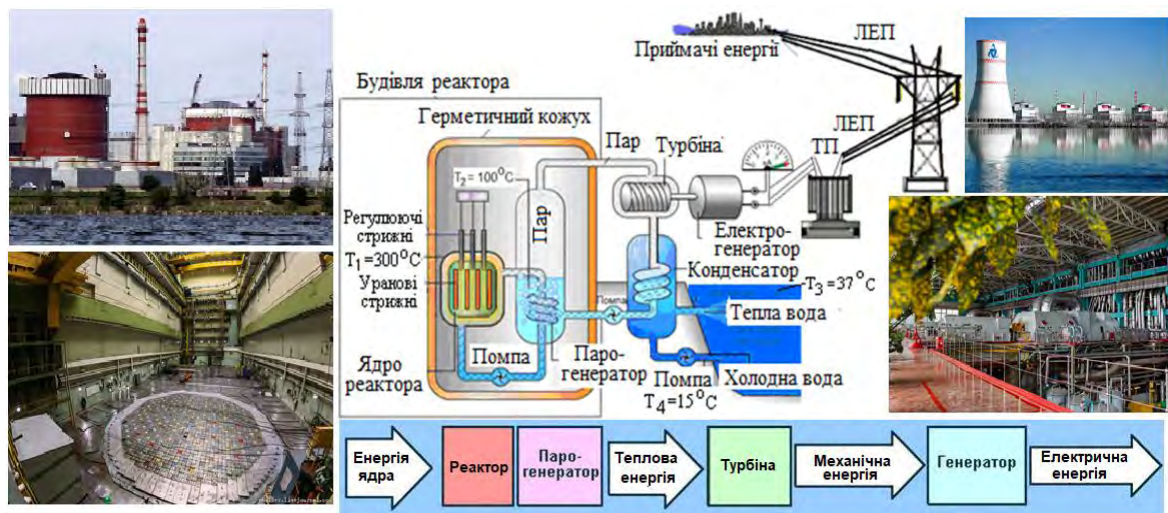


Рисунок 1.2 – Виробництво електричної енергії на атомній електростанції

Основним елементом АЕС є ядерний реактор, який містить тепловидільні елементи у вигляді плутонієвих і уранових стрижнів. Виділена енергія урану масою 1 кг еквівалентна 2 900 т вугілля.

Загалом АЕС становить комплекс необхідних систем, пристроїв, обладнання та споруд із відповідним обслуговуючим персоналом.

На цей час домінують три основних типи реакторів, які розрізняються за видами палива, теплоносіями (для підтримки необхідної температури активної зони реактора) і сповільнювачами (для підтримки ланцюгової реакції).

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

Енергія, яка виділяється в активній зоні реактора, передається «теплоносію» першого контуру. У результаті відбувається нагрівання води, яка далі прокачується через реактор циркуляційним насосом.

Нагріта вода з реактора надходить у теплообмінник (парогенератор) і передає тепло воді, тобто «теплоносію» другого контуру. Завдяки тепловим процесам вода другого контуру випаровується в парогенераторі. Одна частина утвореного пару надходить до турбіни, де відбувається передача кінетичної енергії турбіни на вал синхронного генератора. Шляхом взаємодії електромагнітних процесів у синхронному генераторі відбувається перетворення кінетичної енергії в електричну.

Друга частина пару надходить до конденсатора, який охолоджується великою кількістю води, що поступає з водосховища. На виході з турбін пар також одночасно надходить у конденсатор, який охолоджується великою кількістю води, яка поступає з водосховища.

Роботу реактора та його систем забезпечують низка пристроїв, які впливають на виробництво електричної енергії. Наприклад, теплообмінники та насоси здійснюють циркуляцію теплоносія і його охолодження, а сповільнювачі (знаходяться у тонкостінному кожусі) підтримують ядерні реакції.

При роботі реактора концентрація ізотопів в ядерному паливі поступово зменшується, і паливо вигорає. Тому їх із 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 між собою (див. рис. 1.1, рис. 1.2.).

Гідроелектростанція (ГЕС) (рис. 1.3) виробляє електричну енергію шляхом використання енергії падаючого водяного потоку. ГЕС зазвичай будують на річках, споруджуючи греблі та водосховища.

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.



Рисунок 1.3 – Гідроелектростанція та процес виробництва електричної енергії:
*1 – водосховище; 2 – отвір; 3 – гідрогенератор; 4 – гідравлічна турбіна;
ТП – трансформаторна підстанція*

У машинному залі розташовані гідроагрегати, які безпосередньо перетворюють енергію потоку води в електричну енергію.

Додаткове обладнання, пристрої керування та контролю за роботою ГЕС, трансформаторна станція, розподільні пристрої та багато іншого становлять невід’ємну частину ГЕС.

Виробництво електричної енергії незалежно від типу електростанції здійснюється трифазними синхронними генераторами змінного струму, які зазвичай розраховані на лінійну напругу 16–27 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. 1.4), на ГЕС – гідрогенераторами (рис. 1.5).



Рисунок 1.4 – Турбогенератор



Рисунок 1.5 – Гідрогенератор

У машинних будівлях електростанцій можуть знаходитися декілька таких синхронних генераторів залежно від їхньої потужності.

У більшості випадків, виходячи з техніко-економічних вимог, електростанції з'єднані між собою за допомогою ліній електропередач для паралельної роботи на загальне навантаження (рис. 1.6).

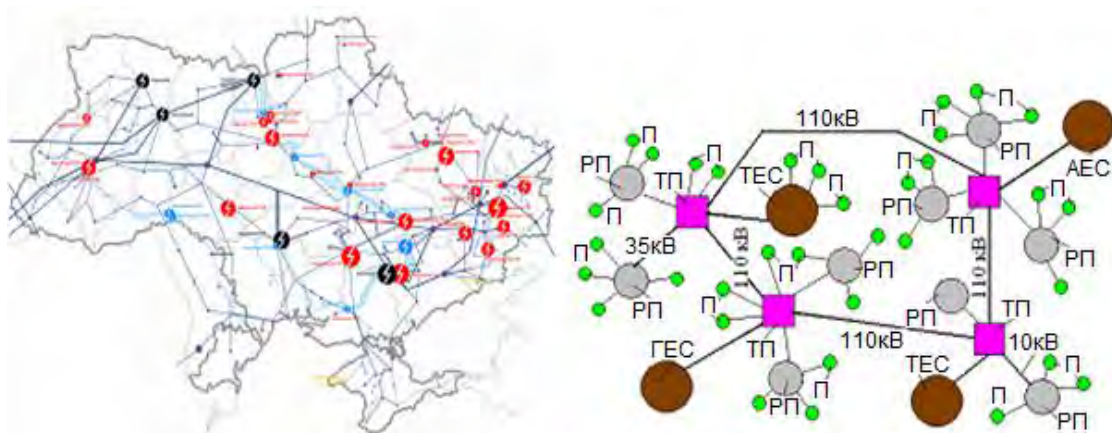


Рисунок 1.6 – Розподіл електростанцій України та живлення приймачів і споживачів електричної енергії

Електрична енергія надходить на районні підстанції (РП) та тягові підстанції електротранспорту (ТП), а також підстанції промислових підприємств. Завдяки цьому відбувається живлення приймачів (П) та споживачів електричної енергії різної потужності.

1.3 Альтернативні джерела виробництва електричної енергії

На невеликих підприємствах, що віддалені від стаціонарних електричних мереж, а також у разі відсутності необхідних потужностей ЛЕП важливу роль електропостачання виконують автономні електростанції. Приклад такої мініелектростанції у вигляді дизель-генератора подано на рисунку 1.7.



Рисунок 1.7– Дизель-генератори для автономного електропостачання

Викопне паливо та ядерна енергія є невідновними ресурсами, а їхнє використання забруднює довкілля. Тому для сталого розвитку суспільства необхідно подолати сучасну енергетичну кризу шляхом використання альтернативних (нетрадиційних) джерел енергії. Види альтернативної енергетики показані на рисунку 1.8.

Розглянемо особливості деяких перспективних видів альтернативних джерел енергії.



Рисунок 1.8 – Види альтернативної енергетики

Вітроенергетика – це галузь енергетики, що спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії повітряних мас атмосфери в будь-яку іншу форму енергії (електричну, механічну, теплову), яка є зручною для використання у різних сферах діяльності.

Енергія вітру через вітряну турбіну (або пропелер) передається синхронному або асинхронному електрогенератору, який і перетворює її в електричну енергію (рис. 1.9).



Рисунок 1.9 – 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 (7,58 МВт) 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.

Геліоенергетика – відноситься до екологічно чистих і поновлюваних видів виробництва електроенергії. Вона забезпечує отримання електричної або теплової енергії завдяки сонячній енергії – це одне з найбільш перспективних напрямків нетрадиційної енергетики. За найбільш оптимістичними прогнозами до 2022 р. геліоенергетика буде давати від 5 % до 25 % світового виробництва енергії.

При виробництві 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 сонячні батареї розміщують на будівлях, великих площах (рис. 1.10) тощо.

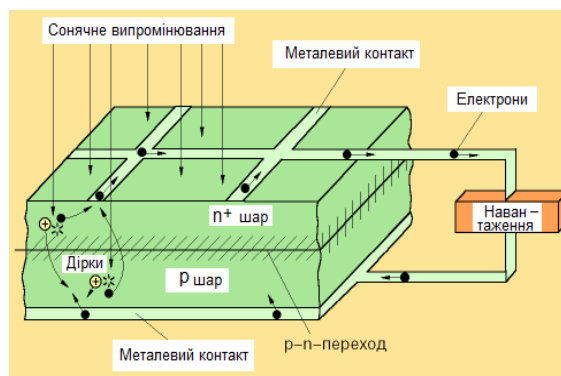


Рисунок 1.10 – Геліогенератори електричної енергії

Така система використовується для прямого перетворення енергії сонячного світла в електричну. У складах сучасних батарей використовують переважно кремній, який проходить багатоступеневу обробку для досягнення високої чистоти.

Загалом сонячні батареї складаються з кремнієвих шайб товщиною 0,3–0,4 мм. У кожну з таких шайб (кристал) цілеспрямовано внесені домішки, наприклад, бору і фосфору. У результаті утворюються два шари, які межують між собою і мають різні електричні характеристики.

Під час впливу на кристал сонячного світла на переході між шарами утворюється електричне поле.

Верхня і нижня сторони кристала забезпечені металевими виводами, з яких знімається електричний струм. Для збільшення світла металеві контакти виконані у вигляді гребінки, а сама поверхня забезпечена шаром, що зменшує відбиття енергії.

При висвітленні поверхні геліокомірки під дією світла утворюються вільні електричні заряди у вигляді електронів і дірок, які поділяються електричним полем. У результаті між металевими контактами виникає різниця потенціалів або напруга. Після відімкнення до контактів навантаження, протікає постійний електричний струм, пропорційний світловому потоку, із забезпеченням напруги комірки, яка складає 0,4–0,5 В.

Важливим параметром сонячної комірки є її ККД, який становить відношення електричної потужності, що знімається до світлової потужності, яка потрапляє на поверхню кристала. ККД кремнієвих комірок протягом десятків років залишається незмінним.

Електрична потужність, що знімається з одної комірки, вимірюється у ватах, з модуля – у кіловатах, із великої геліоустановки – у мегаватах. Згадувана базова величина 1 кВт/м^2 може бути отримана при прямому сонячному опроміненні. Кристал комірки розміром $10 \text{ см} \times 10 \text{ см}$ залежно від ККД забезпечує електричну потужність, що знімається і дорівнює $1,2\text{--}1,75 \text{ Вт}$.

Для отримання більш високих потужностей з окремих комірок збирають модулі, на базі яких створюють геліоустановки (геліогенератори), що використовуються в різних областях.

Сонячні батареї працюють безшумно і не зношуються, тому що не мають рухомих частин. Забруднення сонячних модулів, що встановлюються з невеликим кутом нахилу, практично не відіграє ролі, тому що дощі за середньої частоти випадання в достатній мірі змивають пил, який осідає на їхній поверхні. Завдяки цьому батареї довговічні і практично не вимагають експлуатаційних витрат. Вони також не ушкоджуються снігом і ожеледдю.

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

1.4 Передача електричної енергії на транспорті

Тягові підстанції отримують електроенергію по повітряних і кабельних лініях електропередачі напругою 6–220 кВ, яка надходить в первинний відкритий або закритий розподільний пристрій на трансформатор.

Від підстанцій по ЛЕП передається напруга 35 кВ і далі 10 кВ на розподільні пункти (РП) тягових підстанцій міського електротранспорту (ТП МЕТ, рис. 1.12).

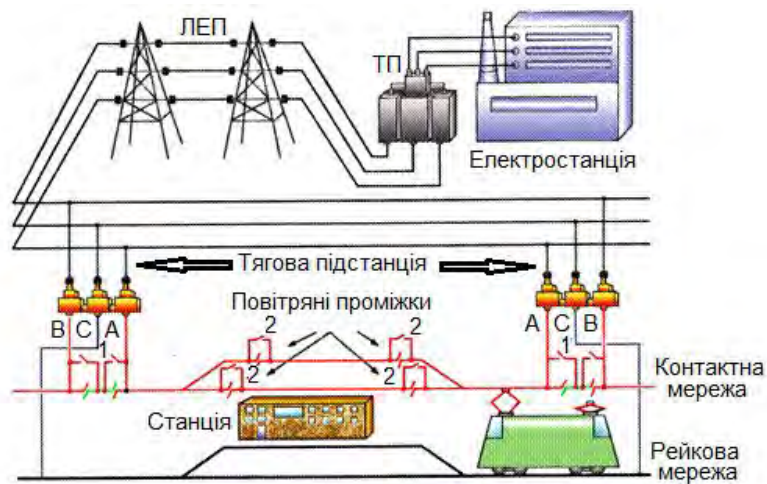


Рисунок 1.12 – Розподіл електричної енергії через підстанції змінного струму

Далі електроенергія подається на перетворювальний агрегат (випрямляч) та на основну і резервну системи шин, а також у контактну мережу через швидкодіючі вимикачі.

Тягові підстанції можуть бути пересувні або стаціонарні.

Пересувні тягові підстанції використовуються рідко. Відстань між тяговими підстанціями з постійним струмом контактної мережі становить десять–п'ятнадцять кілометрів. Дистанція змінюється від необхідної потужності, яка знаходиться залежно від напруженості у русі електрорухомого складу (ЕРС), рельєфу місцевості та тощо.

Стаціонарна тягова підстанція живиться електроенергією від ЛЕП районної підстанції, прокладених по повітрю на опорах, або через лінії кабельної мережі (рис. 1.13).

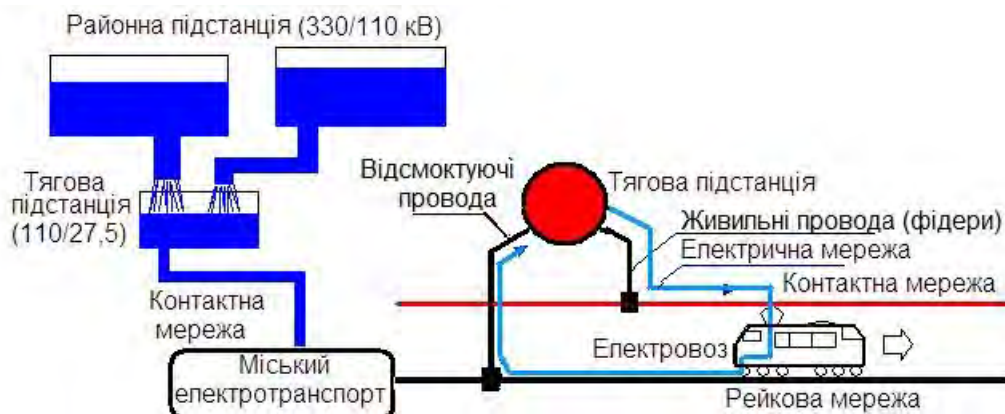


Рисунок 1.13 – Розподіл живлення від зовнішньої мережі

Вводів у ТП може бути кілька штук (1, 2, 3), але більшість їх мають два, які прийняті загальною системою електропостачання: ввод α (основний) і ввод β (резервний). Перехід з одного вводу на інший здійснюється автоматично.

Існує декілька найбільш поширених способів підімкнення тягової підстанції до зовнішнього ланцюга залежно від того, які навантаження планується подавати і якого типу об'єкти будуть під'єднуватися. У результаті може змінюватися склад обладнання. На рисунку 1.14 зображено приклад варіанта схеми підімкнення тягової підстанції.

Розподільний пристрій складається з комірок, у ньому передбачено один вимикач. На вводі РП встановлюється тільки один роз'єднувач, що також сприяє спрощенню схеми. Немає необхідності у використанні резервного обладнання.

Комутаційна апаратура введення складається з лінійного роз'єднувача, високовольного вимикача (маломасляного, вакуумного або ін.) і шинного роз'єднувача.

Загалом РП та їхні електричні схеми достатньо різноманітні та мають секції високої, середньої та низької напруги. Це може бути одна секція шин, дві секції з роздільним під'єднанням до вводів, дві секції з можливістю роботи від усіх вводів тощо.

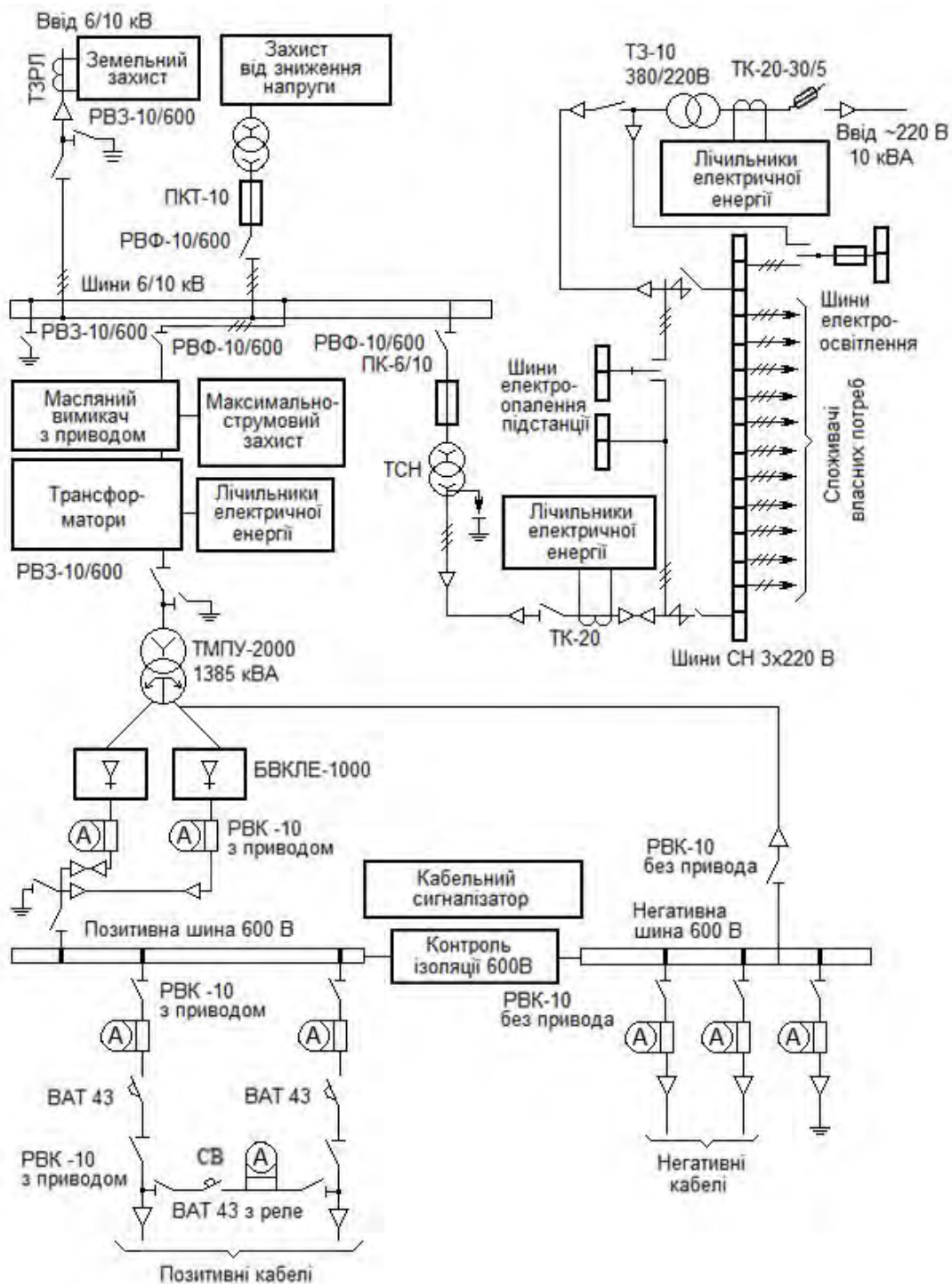


Рисунок 1.14 – Структурна електрична схема тягової підстанції

Між секціями на потужних підстанціях використовуються схеми з двома (можливо і більше) секціями шин, які забезпечують їхню високу надійність у випадку аварійних ситуацій (КЗ, відключення однієї з секцій) або ремонту без повного вимкнення підстанції.

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

Зниження напруги і, відповідно, підвищення струму виробляється в декілька етапів. Це диктується категоріями споживачів електроенергії та економічними факторами.

1.5 Приклад розрахунку параметрів трансформаторів та їхній вибір

Основні положення для розрахунку

У разі відсутності графіка електричного навантаження повні потужності трансформаторів, які під'єднані до генераторного розподільного пристрою (ГРП), розраховуються, виходячи з їхнього максимального значення, що отримані під час роботи трансформаторів за різних режимів.

Режим 1. Повна потужність за мінімального навантаження генераторів, МВ·А:

$$S_{P1,calc} = \sqrt{(P_G n_G - P_{min} - P_{g(CH)} n_G)^2 + (Q_G n_G - Q_{min} - Q_{g(CH)} n_G)^2},$$

де $P_G, P_{g(CH)}$ – активна потужність генератора та його власних потреб, МВт;

$Q_G, Q_{g(CH)}$ – реактивна потужність генератора та його власних потреб, Мвар;

P_{min} – активна потужність за мінімального навантаження, МВт;

Q_{min} – реактивна потужність за мінімального навантаження, Мвар;

n_G – кількість генераторів, що підімкнені до ГРП за мінімального їхнього навантаження.

Режим 2. Розрахункова повна потужність за максимального навантаження генераторів, МВ·А:

$$S_{P2,calc} = \sqrt{(P_G n_G - P_{max} - P_{g(CH)} n_G)^2 + (Q_G n_G - Q_{max} - Q_{g(CH)} n_G)^2},$$

де P_{max} – активна потужність за максимального навантаження, МВт;

Q_{max} – реактивна потужність за максимального навантаження, Мвар.

Режим 3. Розрахункова повна потужність у разі вимкнення одного генератора за максимального навантаження, МВ·А :

$$S_{P3,calc} = \sqrt{(P_G n'_G - P_{max} - P_{g(CH)} n'_G)^2 + (Q_G n'_G - Q_{max} - Q_{g(CH)} n'_G)^2},$$

де n'_G – кількість генераторів, що під'єднані до ГРП після вимкнення одного генератора:

$$n'_G = n_G - 1.$$

Вимоги щодо вибору потужності трансформаторів, які під'єднані до ГРП, МВ·А:

$$S_{P,T} \geq 0,7 S_{Pmax,calc},$$

де $S_{Pmax,calc}$ – розрахункова максимальна повна потужність будь-якого режиму роботи трансформатора, МВ·А.

Для зрівняння потужностей використовується максимальна потужність одного з трансформаторів.

За блочного підімкнення трансформатора та генератора повна розрахункова потужність, МВ·А:

$$S_{Tbl,calc} = \sqrt{(P_G - P_{g(CH)})^2 + (Q_G - Q_{g(CH)})^2}.$$

Вимоги щодо вибору потужності блочного трансформатора, МВ·А:

$$S_{T,bl} \geq S_{Tbl,calc},$$

де $S_{T,bl,calc}$ – розрахункова повна потужність блочного трансформатора, МВ·А.

Для вибору трансформатора по довіднику достатньо знати:

- повну розрахункову потужність;
- високу та низьку напругу.

Максимальна напруга трансформатора визначається орієнтовно, виходячи зі співвідношення:

$$U_{max,BH} = U_L = (1 \dots 10) \cdot P_L,$$

де U_L – напруга лінії електропередач, кВ;

P_L – активна потужність, що передається від електростанції по ЛЕП, МВт:

$$P_L = P_G n_G - P_{g(CH)} n_G - P_{min}.$$

Виходячи зі шкали значень напруг 10,5; 21; 36,75; 115; 158; 230; 247; 525; ..., кВ, обирається номінальне середнє її значення.

Повна активна і реактивна потужності лінії без урахування втрат у трансформаторах:

$$S_{P,l} = \frac{P_L}{\cos \varphi_G}; \quad Q_l = P_L \cdot \operatorname{tg} \varphi_G,$$

де $\cos \varphi_G$, $\operatorname{tg} \varphi_G$ – коефіцієнти активної та реактивної потужності генераторів електростанції.

Повна активна потужність лінії без урахування втрат:

$$S_{P,L} = \frac{S_{P,l}}{K_P},$$

де K_P – коефіцієнт втрат у трансформаторі (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Залежність $K_P = f(\cos \varphi_G)$

$\cos \varphi_G$	1	0,9	0,8	0,7	0,6
K_P	1,02	1,06	1,08	1,085	1,09

На практиці втрати в трансформаторах визначають приблизно, виходячи зі співвідношення активних та реактивних потужностей:

$$\Delta P_T = 0,02 S_{P,l}; \quad \Delta Q_T = 0,1 S_{P,l}.$$

Коефіцієнт навантаження трансформатора:

$$k_z = \frac{S_{P,f}}{n_t \cdot S_{N,T}},$$

де $S_{P,f}$ – фактична повна потужність трансформатора, МВ·А;

$S_{N,T}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

n_T – кількість трансформаторів при їх фактичному навантаженні.

Завдання: Для електростанції (рис. 1.17) вибрати трансформатори ($T1, T2, T3$) з урахуванням наведених даних, та визначити їхню повну потужність $S_{P,L}$ і максимальну напругу $U_{L,max}$ мережі; коефіцієнт навантаження k_z , Тип генератора: ТВФ–63, що з'єднані з генераторами $G1, G2, G3$.

Дано: напруга генератора $U_G = 10,5$ кВ; потужність генератора $P_G = 63$ МВт; максимальна та мінімальна потужності лінії: $P_{max} = 65$ МВт; $P_{min} = 50$ МВт; коефіцієнти номінальної потужності мережі та генератора: $\cos \varphi_N = 0,85$; $\cos \varphi_G = 0,8$; $\operatorname{tg} \varphi_N = 0,62$; $\operatorname{tg} \varphi_G = 0,75$; кількість генераторів $n_G = 2$ та блочних трансформаторів $n_{bl} = 1$. Активні втрати потужності в лінії середньої напруги, до якої підключені генератори $P_g(CH) = 10\%$ (для розрахунку приймається P_g), реактивні втрати потужності Q_g ; максимальна напруга РП, що під'єднаний до лінії високої напруги U_{max} (ВН) і приймається для розрахунку.

Рішення. Розрахункова повна потужність трансформаторів, що підімкнені до ГРП та блочного:

$$S_{P(T1,T2)} = \sqrt{(P_G n_G - P_{\min} - P_g n_G)^2 + (Q_G n_G - Q_{\min} - Q_g n_G)^2};$$

$$Q_G = P_G \cdot \operatorname{tg} \varphi_G; \quad Q_G = 63 \times 0,75 = 47,3 \text{ Мвар};$$

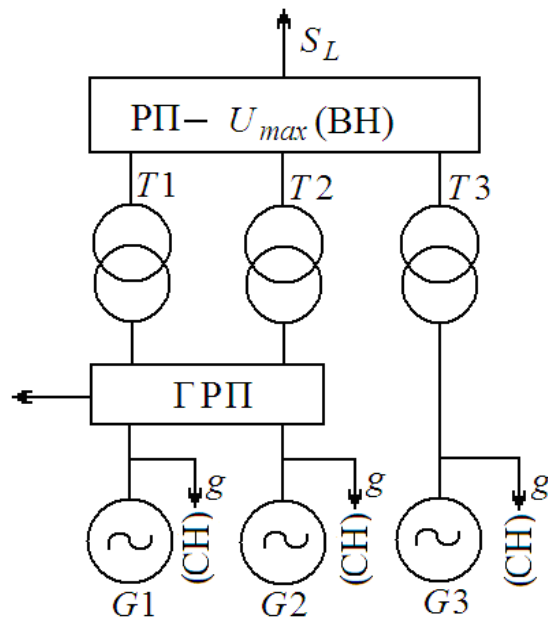


Рисунок 1.17 – Структурна схема електростанції

$$Q_{min} = P_{min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_N; \quad Q_{min} = 50 \cdot 0,62 = 31 \text{ Мвар};$$

$$P_g = 0,1 P_G; \quad P_g = 0,1 \times 63 = 6,3 \text{ МВт};$$

$$Q_g = P_g \cdot \operatorname{tg} \varphi_G; \quad Q_g = 6,3 \times 0,75 = 4,7 \text{ Мвар}$$

$$S_{P(T1,T2)} = \sqrt{(63 \cdot 2 - 50 - 6,3 \cdot 2)^2 + (47,3 \times 2 - 31 - 4,7 \times 2)^2} = 83,4 \text{ МВА};$$

$$Q_{max} = P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_N; \quad Q_{max} = 65 \times 0,62 = 40,3 \text{ Мвар}$$

$$n'_G = n_G - 1; \quad n'_G = 2 - 1 = 1;$$

$$S_{P(T3)} = \sqrt{(P_G n_G - P_{min} - P_g n_G)^2 + (Q_G n_G - Q_{max} - Q_g n_G)^2};$$

$$S_{P(T3)} = \sqrt{(63 - 50 - 6,3)^2 + (47,3 - 40,3 - 4,7)^2} = 6,8 \text{ МВА}.$$

Вимоги щодо вибору повної потужності трансформаторів, які підімкнені до ГРП:

$$S_{P(\text{ГРП})} \geq 0,7 S_{P(T1,T2)} = 0,7 \times 83,4 = 58,4 \text{ МВА}.$$

Для зрівняння потужностей використовується максимальна потужність одного з трансформаторів. У цьому випадку умова виконується.

Повна розрахункова потужність трансформаторів при блочному їхньому підімкненні з генераторами:

$$S_{P(T3)calc} = \sqrt{(P_G - P_g)^2 + (Q_G - Q_g)^2};$$
$$S_{P(T3)calc} = \sqrt{(63 - 6,3)^2 + (47,3 - 4,7)^2} = 79,1 \text{ МВА.}$$

Вимоги щодо вибору повної потужності блочного трансформатора:

$$S_{T,bl} \geq S_{T,bl,calc} = 79,1 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Активна потужність лінії:

$$P_L = P_G n_G - P_g n_G - P_{min} = 63 \cdot 3 - 6,3 \cdot -50 = 120,1 \text{ МВт.}$$

Повна активна потужність лінії та коефіцієнт втрат потужності без урахування втрат у трансформаторах

$$S_{P,L} = \frac{S_{P,l}}{K_P} = \frac{P_L}{\cos \varphi_G \cdot K_P} = \frac{120,1}{0,8 \cdot 1,08} = 139 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$
$$K_P = f(\cos \varphi_G) = f(0,8) = 1,08.$$

Максимальна напруга в лінії:

$$U_{Lmax} = U_L = (1 \dots 10) \cdot P_L = (1 \dots 10) \cdot 120,1 = 120,1 \dots 1201 \text{ кВ.}$$

Згідно зі шкалою напруг: $U_{Lmax} = 220 \text{ кВ.}$

Трансформатори обираються згідно з таблицею додатків А1 та А2.

Таким чином, обрані типи трансформаторів для ГРП, які мають основні параметри (табл. 1.2):

Коефіцієнти навантаження трансформаторів:

$$k_{z,T} = \frac{S_{P1,T}}{2S_{N,T}} = \frac{83,4}{2 \cdot 63} = 0,66; \quad k_{z,Tbl} = \frac{S_{T,bl}}{2S_{N,Tbl}} = \frac{79,1}{1 \cdot 80} = 0,99.$$

Таблиця 1.2 – Розрахункові параметри трансформаторів

Для ГРП-ТРДЦН 63000 (2 шт.); 220/10,5	Блочний–Д80000- 220/10,5
$U_{max} = 230$ кВ	$U_{max} = 242$ кВ
$U_{min} = 11$ кВ	$U_{min} = 10,5$ кВ
$\Delta P_o = 70$ кВт	$\Delta P_o = 79$ кВт
$\Delta P_k = 265$ кВт	$\Delta P_k = 315$ кВт
$u_k = 11,5$ %	$u_k = 11$ %
$i_0 = 0,5$ %	$i_0 = 0,45$ %
$S_{N,T} = 63$ МВ·А	$S_{N,T\ bl} = 80$ МВ·А

Такий метод розрахунку параметрів трансформаторів, що під'єднані до ГРП, можна використовувати за відсутності графіків розподілу навантаження транспортного підприємства.

Під час розрахунку параметрів враховується також потужність обладнання, що працює за різних режимів. В результаті обирається максимальна потужність обладнання, яка порівнюється з розрахунковими значеннями.

Контрольні запитання

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. У чому полягають особливості отримання електричної енергії на гідроелектростанціях?
5. Які електротехнічні пристрої виробляють електричну енергію на електростанціях?
6. Що таке вітроенергетика?
7. Перелічити основні елементи геліоенергетики.
8. Для чого з'єднують між собою електростанції?
9. Завдяки чому передається електрична енергія від електростанцій?
10. Які види підстанцій застосовуються для прийому і передачі енергії?
11. З якою метою створена система електропостачання?
12. Що відноситься до приймачів і споживачів електричної енергії?
13. Як відбувається розподіл електричної енергії?

2 ОСОБЛИВОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ

2.1 Класифікація міського електротранспорту та системи електропостачання

Роль електротранспорту при обслуговуванні населення різко зростає у сучасних умовах. Відкриваються нові тролейбусні і трамвайні маршрути у містах, а також у приміській зоні, місцях відпочинку. У низці міст побудовані й успішно експлуатуються швидкісні лінії трамвая, що значно скорочує час перебування пасажирів у дорозі. Усе частіше застосовується підземне прокладання таких ліній у зонах щільної забудови.

Міський електричний транспорт (МЕТ) є *неавтономним* транспортним засобом. На борту такого виду транспорту відсутня енергетична установка на відміну від автобуса, маршрутного таксі. Тому для приводу їх коліс необхідно підводити енергію з інших джерел.

Класифікація електричного транспорту залежно від конструкції показано на рисунку 2.1.



Рисунок 2.1 – Класифікація електротранспорту

Основні переваги трамвая і тролейбуса перед автобусом — це відсутність викидів в атмосферне повітря шкідливих забруднювальних речовин і можливість економії електричної енергії шляхом її часткового повернення в контактну мережу при гальмуванні.

Переваги наземного електричного транспорту стали причиною його широкого використання в різних країнах світу, особливо в країнах

Західної Європи, Росії та країнах СНД, в країнах Азії та Латинської Америки. В Європі, після деякого спаду використання трамваїв, у середині ХХ ст. відзначається його відродження. Будівництво нових шляхів і реконструкція старих трамвайних ліній розпочато в Німеччині, Франції, Бельгії, Швейцарії, Італії, Португалії, Канаді.

З розвитком проектування конструкцій електричного транспорту створюються необхідні умови електропостачання, а також приймання електричної енергії, що споживається ЕРС, її перетворення та розподіл.

Електропостачання МЕТ, як і всіх споживачів електричної енергії, здійснюється від енергосистеми (рис. 2.2).

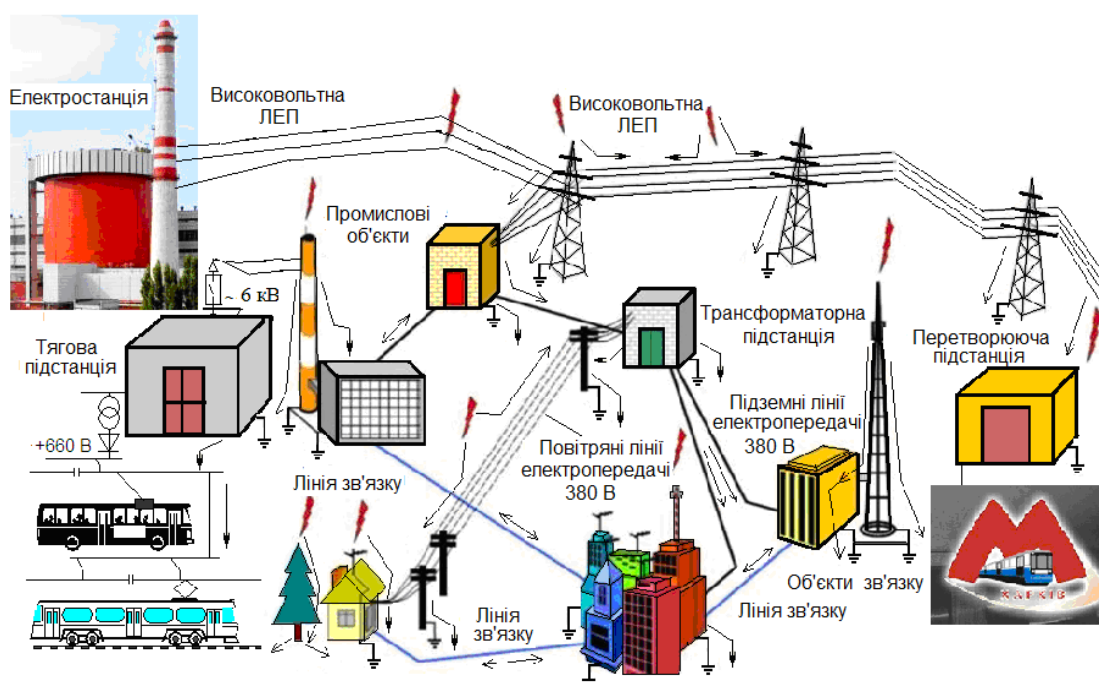


Рисунок 2.2 – Передача електроенергії споживачам

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

Основи надійності будь-якої системи або інженерної споруди закладаються під час проектування. У деяких випадках забезпечуються певні запаси міцності, створюються необхідні резервні пристрої у вигляді дублювальних елементів. Іноді також використовуються засоби збільшення запасів потужності основних елементів, які використовуються

при виході з ладу окремих пристроїв системи. Разом із тим будь-яка система електропостачання має бути економічною, що вимагає виключення надмірних витрат на додаткове обладнання та пристрої для створення резервів. Вирішення таких питань знаходять із зіставленням техніко-економічних показників можливих варіантів. Це забезпечує належну надійність за мінімально можливих витрат.

Електричний транспорт як приймач електричної енергії належить до споживачів I категорії. Перерва електропостачання може викликати зміну розладу складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. Іноді відсутність електропостачання створює небезпеку для життя пасажирів і обслуговуючого персоналу.

Загалом перерва в електропостачанні споживачів допускається лише на час, який необхідний диспетчеру для включень або перемикань у розподільних пристроях напругою 6/10 кВ. Такі операції на сучасних ТП здійснюються за системою телекерування або автоматичного вводу резервного живлення.

Основні вимоги визначаються до системи зовнішнього електропостачання ТП МЕТ, їх схемам живлення і захисту тягової мережі. Особлива увага приділяється використанню пожежо- та вибухонебезпечному обладнанню, які мають високі показники надійності.

2.2 Тягові підстанції та їхні основні елементи

Тягові підстанції отримують високу напругу 6/10 кВ від підстанцій центрального підприємства електричних мереж і підприємств міських електромереж. Приклад електричної схеми однолінійної електричної типової ТП МЕТ подано на рисунку 2.3.

У цьому варіанті функціональної схеми показано, що живлення ТП МЕТ здійснюється по кабельним (у рідкісних випадках повітряним) трифазним лініям. Тягові підстанції містять системи живлення, що становлять високовольтні вводи напруг. Один із них « α » є основним, другий « β » – резервний. Обидві системи введення напруги 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, які реагують на відключення пристроїв, а також на сигнал при однофазних замиканнях на землю.

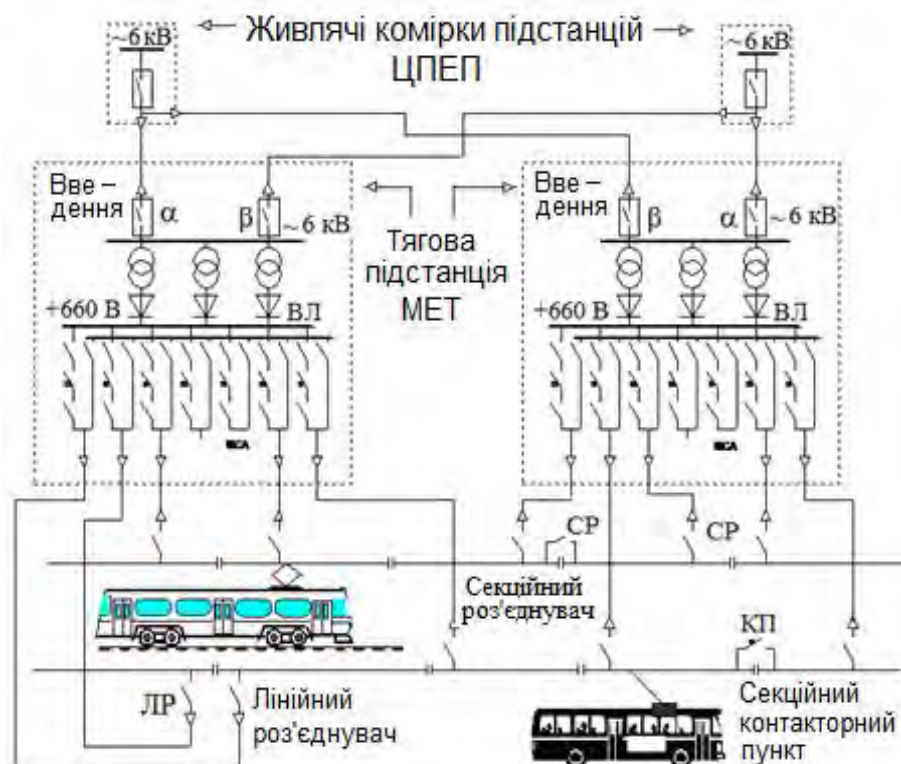


Рисунок 2.3 – Функціональна електрична схема системи електропостачання міського електротранспорту

На типовій ТП (див. рис. 2.3) встановлено три перетворювальних агрегати, кожен із яких має потужність 1 385 кВА. Два робочих перетворювача живлять паралельну загальну систему збірних шин напругою +600 В, один перетворювач знаходиться в резерві.

Як перетворювачі використовуються випрямлячі лавинні (ВЛ), які мають шестифазну електричну схему випрямлення струму з нульовою точкою. Перетворювальні агрегати обладнані такими видами релейного захисту:

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

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

Знижена напруга +600 В надходить у контактну мережу живлення МЕТ, де відбувається живлення ділянок від збірних шин через автоматичні вимикачі максимального струму і роз'єднувачі.

На підстанції 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.

Тягова підстанція також має автоматичні пристрої, які працюють під час виникнення деяких процесів. Наприклад:

- автоматичне повторне увімкнення (АПВ) лінії спрацьовує після вимкнення від струму КЗ або її перевантажень;
- пристрій автоматичного частотного резерву використовується для власних потреб, коли споживачі отримують живлення від збірних шин власних потреб за деяких значень напруги (0,4 кВ із заземленою нейтраллю, або 0,23 кВ з ізольованою нейтраллю).

Облік електроенергії на ТП здійснюється лічильниками активної і реактивної енергії, які встановлені на високовольтних вводах. Також лічильниками активної енергії обладнані випрямні агрегати і розподільні пристрої власних потреб.

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

Як лінії зв'язку між телекерованими ТП і РДП використовуються лінії безпосереднього зв'язку міської телефонної мережі (рис. 2.4). Експлуатуються також відомі лінії зв'язку як кабельні, так і повітряні.

Сучасні телемеханічні системи дозволяють збирати, передавати інформацію про функціонування об'єктів електричної мережі, а також передавати команди диспетчерського керування позначених об'єктів. Для створення автоматизованих систем використовуються пристрої телемеханіки, які в комплексі з каналами зв'язку утворюють систему телемеханіки (рис. 2.5).

Завдяки телемеханізації ТП МЕТ досягається низка 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 ТП.

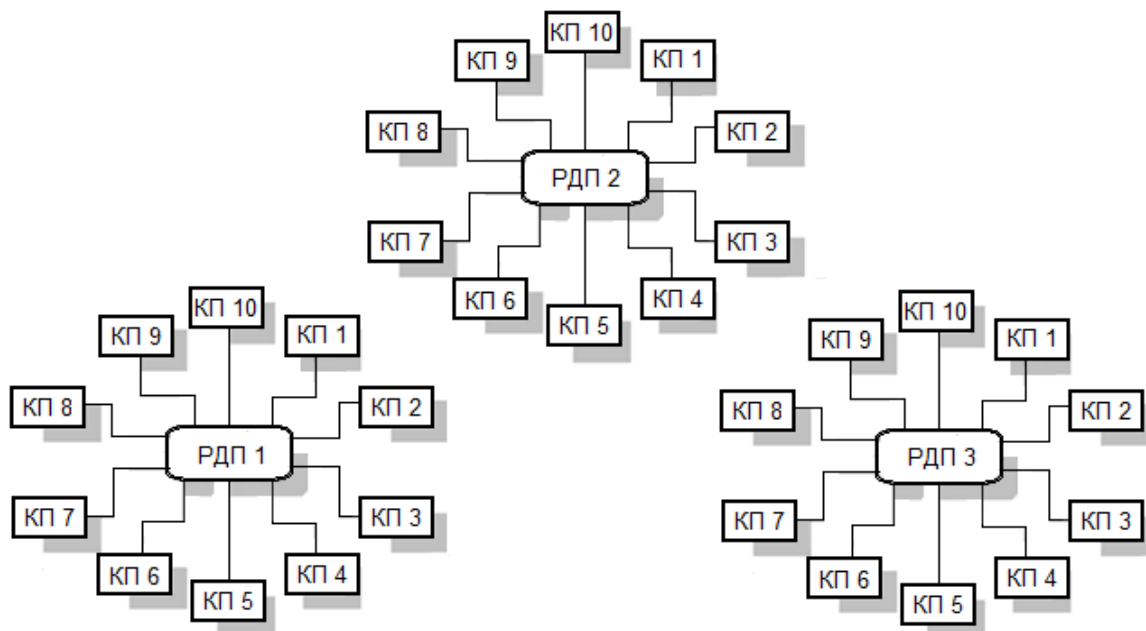


Рисунок 2.4 – Структура системи телекерування и каналів зв'язку



Рисунок 2.5 – Структура телемеханічної системи

Об'єм телемеханічної інформації на один контрольний пункт (КП) залежить від релейної системи телемеханіки і визначається кількістю:

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

Отже, завдяки використанню сучасних технологій, системи електропостачання змінюють свої особливості роботи, що підвищує рівень розподілу і споживання електричної енергії.

2.3 Живильні мережі тягових підстанцій

Електроживлення мереж міського електротранспорту становить частину системи електропостачання, що слугує для передачі електричної енергії від шин ТП напругою 6/10 кВ до ЕРС (рис. 2.6).

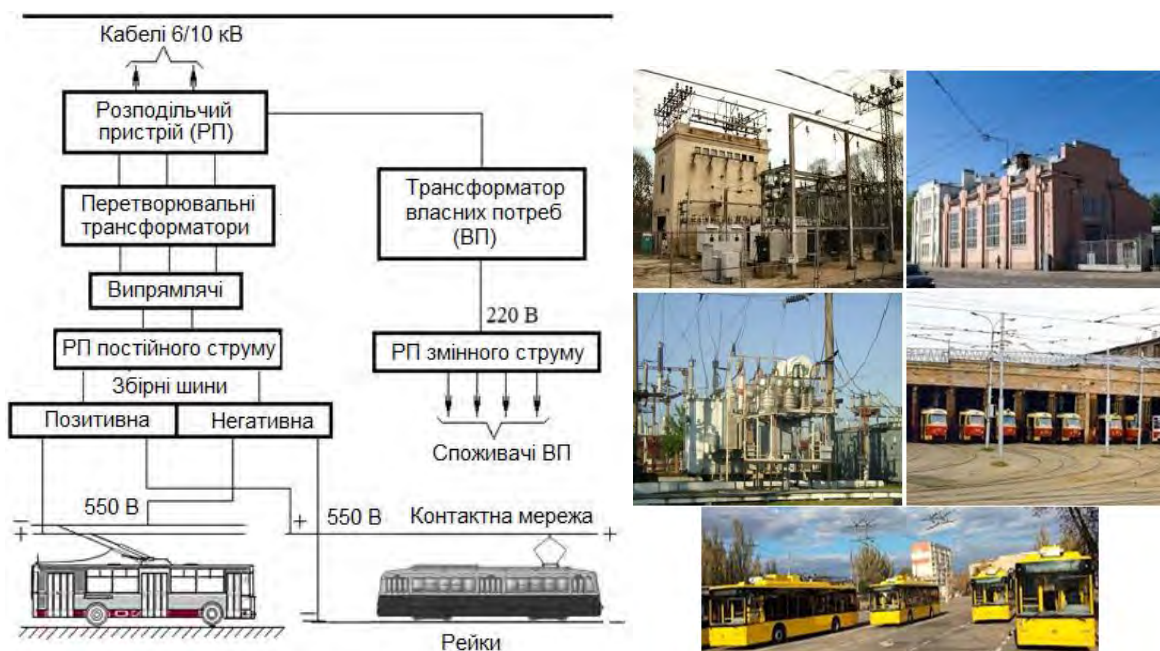


Рисунок 2.6 – Система електропостачання електротранспорту

За живильними лініями позитивної і негативної полярності електроенергія подається в контактні проводи електричної мережі трамвая або тролейбуса.

Живлення тролейбусу відбувається через контакт струмоприймача з контактним проводом. У трамваї живлення електрообладнання відбувається через контакт струмоприймача та через другий контакт,

який здійснюється через колісні пари і рейки. Таким чином, утворюється електричний ланцюг живлення елементів МЕТ.

Сукупність елементів тягового електропостачання і тягової мережі складають контактну мережу, яка живить кабельні або повітряні лінії, та рейкову мережу (для трамваю і метро, рис. 2.7).

Живлення тягових підстанцій МЕТ здійснюється по кабельних (у рідкісних випадках повітряних) трифазних лініях.

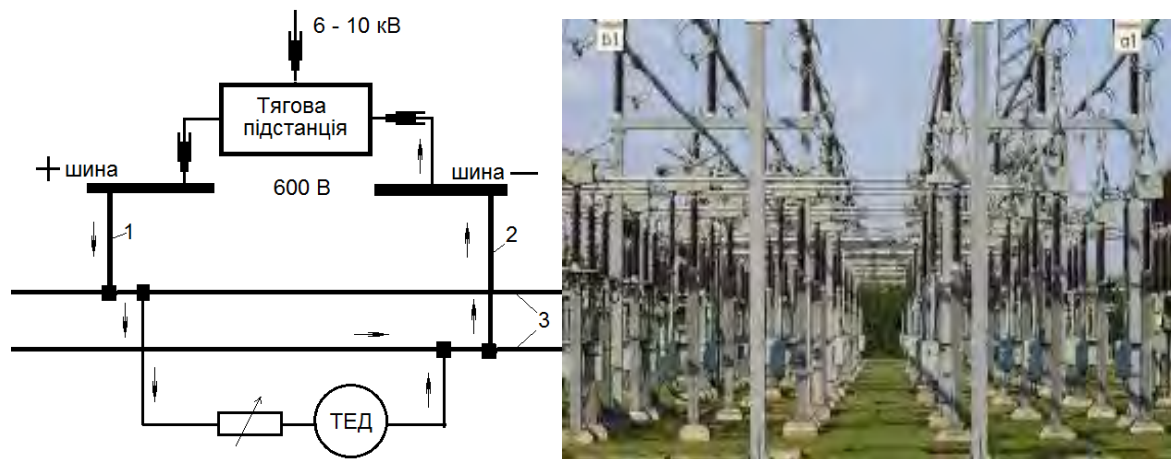


Рисунок 2.7 – Схема живлення кабельних ліній:

1 – живильний кабель; 2 – відсмоктувальний кабель; 3 – контактна мережа

На ТП напруга знижується до 600 В, змінний струм перетворюється в постійний по наступному шляху: від (+) шини ТП по живильному кабелю електричний струм йде на (+) контактного дроту. Потім через струмоприймач – на реостат, тяговий електродвигун тролейбуса і через другий струмоприймач – на (-) контактного дроту. Через відсмоктувальний кабель струм відходить на (-) шини ТП.

Напруга на шинах постійного струму може змінюватися в діапазоні 600–700 В за робочого режиму і до 780 В – у режимі неробочого ходу.

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

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

Робота тягових мереж МЕТ відрізняється від роботи інших систем електропостачання низкою істотних особливостей. Наприклад, для трамвая і тролейбуса відповідно до ГОСТ6962–75 встановлено номінальну напругу 600 В. З урахуванням відхилень на струмоприймачі ЕРС встановлено

номінальну напругу як у найбільших значеннях до 700 В, так і в найменших – 400 В.

Тягові навантаження МЕТ постійно змінюються в широких межах за часом і місцем з'єднання з контактною мережею.

2.4 Системи електропостачання наземного міського електричного транспорту

Під час розгляду схеми електропостачання МЕТ виділяють дві її частини:

- зовнішнє електропостачання, яке складається з пристроїв живлення, що розповсюдженні від центру електроживлення до ТП разом із кабельними (повітряними) лініями;
- внутрішнє електропостачання, яке розповсюджене від ТП і складається з елементів живлення тягової мережі; контактної і рейкової мережі.

При зовнішньому електропостачанні, у сучасних умовах, ТП отримують енергію не тільки від однієї електричної підстанції, а також від енергетичної системи, що об'єднує багато електростанцій через ЛЕП.

Внутрішнє електропостачання використовується для живлення МЕТ (трамвая, тролейбуса, метро) від ТП, розподільних пунктів, центрів живлення електричних систем і мереж.

Такий вид електропостачання електротранспорту використовується у вигляді централізованого або децентралізованого живлення контактної мережі і її елементів.

Централізована електрична схема живлення застосовується на ТП, які мають велику потужність. Це дозволяє жити контактну мережу, яка складається з секцій, розташованих у різному віддаленні від ТП.

При *децентралізованій* електричній схемі живлення секції контактної мережі отримують живлення від двох сусідніх ТП або від будь-якої з них. Також кожна ТП може жити половину секції контактної мережі, що розташована поблизу. У результаті і разі виходу з ладу однієї з ТП її електричне навантаження передається на сусідню. У загальні кожна ТП має відповідний резерв потужності.

Вибираючи систему електропостачання, перевага надається тій, яка має високий рівень надійності і забезпечує гнучкість керування. До необхідних переваг систем електропостачання належать:

– *надійність* роботи, що складається з безвідмовності, довговічності і ремонтпридатності. Такі умови сприяють можливості безперервного і довгострокового зберігання працездатності електроустаткування у певних режимах його роботи. Це також підвищує ремонтоздатність під час виявлення та усунення відмов і пошкоджень у процесі технічного обслуговування ЕРС або транспортного засобу;

– *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 під час експлуатації працює в різних режимах, що може позначатися на роботі системи електропостачання. До основних режимів роботи електротранспорту належать:

– *нормальний*, за якого всі елементи системи працюють із найбільш високими техніко-економічними показниками. За такого режиму забезпечується живлення електротранспорту з урахуванням найбільш завантажених годин і при найбільш важких умовах руху;

– *вимушений режим* настає, коли виходить з ладу один з основних елементів системи електропостачання електротранспорту (наприклад, ТП, перетворювальний агрегат або живильна лінія). У таких випадках для нормального руху електротранспорту використовуються додаткові елементи обладнання (зарезервовані раніше). На цей період допускаються додаткове навантаження на елементах системи електропостачання (граничні за нормами), втрати напруги (до стандартного значення) у тяговій мережі і погіршення економічних показників роботи;

– *аварійний режим* настає за важких ушкоджень елементів системи електропостачання електротранспорту. За такого режиму рух ЕРС або скорочується, або припиняється повністю.

Урахування основних положень, вимог та режимів роботи системи електропостачання МЕТ сприяє створенню комплексної надійної системи, яка спричиняє високий рівень обслуговування як електротранспорту, так і електричного обладнання та контактних мереж.

2.5 Особливості систем електропостачання метрополітену, електромобільних засобів та промислового електротранспорту

Сучасні умови міських мегаполісів спричиняють до збільшення одиниць електротранспорту і використання найбільш ефективних транспортних технологій.

На цей час досконалим і комфортабельним видом громадського міського пасажирського електротранспорту є метрополітен, який використовується як залізниця (підземна, наземна) для масових перевезень пасажирів. Використання метрополітену економічно вигідне при пасажиропотоках понад 20 тис. осіб на годину, що зазвичай спостерігається в містах із населенням 1 млн чоловік і більше.

Історично назва цього виду транспорту походить від французького *metropolitain* – столичний. Перша підземна залізнична лінія метрополітену була побудована в Лондоні у 1863 р. та мала паровозну тягу. Широкий розвиток метрополітен отримав після застосування на ньому електричної тяги. Такий прогрес сприяв звільненню тунелів від диму і кіптяви при застосуванні парової тяги.

Найчастіше лінії метро прокладаються під землею, але існують і ділянки наземних ліній або на естакадах. Електропостачання споживачів підземних ліній метрополітену передбачено від підземних ТП глибокого або не глибокого закладення. Проектування наземних ТП допускається у разі обґрунтування їхньої необхідності визначеного розташування.

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

Електропостачання тягових мереж при централізованій системі електроживлення метрополітену здійснюється від наземної тягової підстанції, яка з'єднується з понижувальною підстанцією. Така система забезпечує живлення як силових установок (ескалаторів, вентиляторів, насосів), так і освітлення. Сукупність та поєднання функцій систем живлення та електропостачання створює суміщену тягово-знижувальну підстанцію (СТП) метрополітену.

Наразі під час проектування ТП метрополітену передбачають живлення електроенергією від двох незалежних джерел енергосистеми міста через суміжні ТП (рис. 2.9).

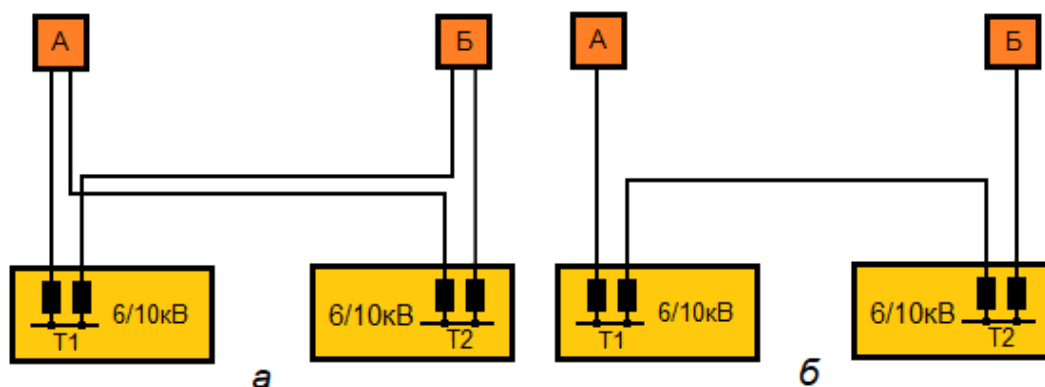


Рисунок 2.9 – Принципова схема електропостачання двох тягових підстанцій метрополітену: *а* – живлення по чотирьох радіальних лініях; *б* – живлення по лініях і перемичці

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 під'єднують до різних секцій шин розрахованих на напругу 10 кВ. Кожен трансформатор в аварійному режимі забезпечує потрібну потужність з урахуванням допустимого перевантаження.

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

Розподільні пристрої вводу напругою 10 кВ та перетворювального агрегату обладнують вакуумними вимикачами, трансформаторами струму для підключення комплектів захисту, вимірювальних приладів і пристроїв обліку енергії.

За децентралізованої системи електропостачання метрополітену ТП розміщують, зазвичай, біля кожної пасажирської станції в місцях докладання максимальних тягових навантажень.

Ефективність роботи МЕТ підвищується також у разі використання сучасних конструкцій ЕРС та транспортних засобів наземної дії. Наприклад, в Україні перспективним є застосування електробусів, електромобілів (рис. 2.9), у яких електропостачання відбувається завдяки тяговому електродвигуну.



Рисунок 2.9 – Електромобільний транспорт та його способи живлення

Особливістю роботи такого двигуна є отримання електроживлення одночасно з бортовим джерелом енергії накопичувачів, які можуть запасати її при гальмуванні, а потім витратити при розгоні електромобільного засобу.

Це сприяє заощадженню енергії джерела. Як накопичувачі використовуються конденсатори великої ємності та з великими значеннями струмів заряду і розряду залежно від технічних умов.

Удосконалення електромобільних засобів відбувається постійно. Це сприяє вирішенню проблеми використання та заміни традиційних видів електроживлення. Наприклад, в електромобілях застосування гібридних силових установок, які поєднують бортове джерело електроенергії і тепловий двигун (відносно невеликої потужності з електричним генератором), дозволяє значно підвищити запас ходу транспортного засобу. Під час експлуатації такого гібридного транспорту зменшується викид вихлопних газів у навколишнє середовище (у декілька разів), при порівнянні зі звичайними автомобілями.

Наразі в усіх галузях промисловості все більше уваги приділяється механізації та автоматизації виробничих циклів, що веде до максимальної заміни ручної праці технічними засобами. Повною мірою це відноситься до складських комплексів і промислових об'єктів, де ряд фізично важких для людини операцій (переміщення, підйом-опускання вантажів та ін.) виконує обладнання з електроприводом. Чітка система технологічних процесів визначається надійністю роботи промислового транспорту (навантажувачів, штабелерів, візків, автоматичних транспортних засобів, робочар, підйомників та іншої техніки).

Основним джерелом енергопостачання електродвигунів транспортних засобів на складах різного призначення, а також транспортних засобів (електрокари) є тягові акумуляторні батареї (АКБ, рис. 2.10).



Рисунок 2.10 – Тягові акумуляторні батареї

Їх широко застосовують і як джерела живлення машин, шахтних електровозів, промислового транспорту, засобів побутового призначення та ін. Тягові АКБ легко встановити і підключити, вони прості і надійні в експлуатації і при зберіганні.

Для забезпечення постачанням електроенергією промислових рухомих механізмів (мостових і козових кранів, кран-балок, автоматизованих складів, виробничих ліній, промислового обладнання) використовуються закриті або відкриті системи тролейних шино проводів. Такі системи також використовуються для живлення кабельних систем електропостачання рухомих об'єктів і їхніх комплектуючих під час монтажу.

Наприклад, у промисловості при транспортно-складських роботах невисокої інтенсивності, у машинних залах і лабораторних приміщеннях використовується велика кількість мостових кранів (рис. 2.11), що працюють епізодично або з кількістю вантажопідйомних циклів 6–10 на годину.



Рисунок 2.11 – Конструкції мостових кранів

Електроживлення промислових кранів відбувається від тролейних шинопроводів різного типу, які отримують живлення від розподільного пристрою промислового цеху.

Специфіка роботи промислових кранів визначає їхні основні елементи (грейфери, магніти, захвати для контейнерів, підйомники спеціального призначення та ін.), які використовуються під час технологічних операцій. Для запобігання аварійних ситуацій під час роботи кранових пристроїв використовується система захисту електрообладнання.

Екологічні та економічні переваги будь-якого виду електротранспорту перед іншими видами моторизованої техніки очевидні. Це сприяє подальшому його поширенню і використанню для зменшення навантаження на людину під час виконання технологічних операцій.

2.6 Матеріали, що використовуються в мережах електроживлення транспорту

Основним елементом мереж електроживлення (контактної, кабельної та ін.) є проводи, які мають високі механічні та електричні властивості, а саме: міцність, знос і термостійкість та електропровідність.

Практично для всіх мереж використовуються проводи з твердотягнутої міді марки МІ з вмістом домішок не більше 0,1 %. З такого матеріалу виготовляють фасонні контактні (загальної марки МФ) і фасонні овальні (МФО) проводи. Поряд із мідними проводами використовують також бронзові проводи (типу БрФ і БрФО), а також проводи з низьколегованої міді (загальних марок НлФ і НлФО).

Легуючими елементами у складі проводів (для поліпшення властивостей) є магній, цирконій, олово, кадмій. Залежно від відношення легуючих елементів у складах проводів визначаються деякі властивості. Наприклад, перевищення опору бронзових складів порівняно з мідними відповідного перерізу може досягати 24 %. Для низьколегованих мідних проводів це перевищення становить близько 4 %.

У низьколегованих мідних проводів механічна міцність перевищує на 2–3% від загальної властивості. Для них тимчасовий опір розриву при розтягуванні становить $\sigma_p = 370\text{--}350 \text{ МН/м}^2$. Великі значення опору розриву відповідають проводам із перерізом 65 мм². Для бронзових проводів опір розриву складає $\sigma_p = 430\text{--}400 \text{ МН/м}^2$. Напруги від механічних навантажень розтягування і напруги при натягу проводів у контактних мережах трамваїв і тролейбусів приймають відповідно до СНіП 2.05.09.

Процентний вміст елементів проводів вказується в розширених позначеннях. Наприклад, марка НлЦр0,05Ф-85 позначає дріт фасонний перерізом 85 мм² з низьколегованої міді з вмістом 0,05 % цирконію.

Залежно від використання контактні проводи поділяються за номінальним перерізом і утворюють розмірний ряд, наприклад: 65; 85; 100; 120; 150 мм². На наземному МЕТ переважно використовують мідні або бронзові проводи перетином 85 мм², іноді 100 мм². На магістральному транспорті зазвичай використовують проводи перетином 100 мм² і більше.

Також іноді в контактних мережах тролейбуса використовують сталеві проводи (біметалічні) типу ПКСА–80/180. Проте вони мають низку недоліків (схильність сталевих їх частин до корозії, механічне розшарування в процесі експлуатації), що зменшує їхнє використання.

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

Наприклад, втрата міцності і пружності мідних проводів стає очевидним вже при нагріванні їх до 100 °С. Особливо це проявляється при збільшенні їх механічного навантаження (розтягненні). Зниження механічної міцності мідного контактного проводу за цієї температури досягає 5 %.

У зв'язку з цим постійно проводиться контроль температури нагрівання мідних контактних проводів, яка не повинна перевищувати 95 °С. У разі їхнього нагрівання до 180–230 °С відбувається процес рекристалізації міді, у результаті якого механічні властивості контактних проводів різко знижуються.

Відповідно до стандартних вимог допустима температура низьколегованих і бронзових контактних проводів з урахуванням можливого їхнього нагрівання протягом усього терміну експлуатації згідно з ДСТУ 2584-94 становить 110 °С і 130 °С.

Для запобігання механічного розтягування контактного проводу вище допустимих значень застосовуються контактні підвіски (наприклад, ланцюгові), за яких контактні проводи закріплюються на поздовжніх несучих тросах. Ці троси можуть бути сталевими оцинкованими, але сталемідними загальної марки ПБСМ (ДСТУ 4775), а також мідними загальної марки М (ДСТУ 839).

В контактній мережі трамвая допускається використовувати несучий трос із міді або біметалу (марки ПБСМ) для необхідності збільшення електричної провідності контактної підвіски.

На міському наземному електротранспорті іноді знаходять застосування проводи, що підсилюють мережу, які використовуються на окремих лініях звичайного і швидкісного трамваю. Такі проводи виготовляють з твердотягнутих алюмінієвих дротів з тимчасовим опором розриву розтягування не менше 150 МН/м².

Загалом, живлячі лінії від ТП до контактних мереж є кабельними. За відповідного обґрунтування для замських ліній трамвая і тролейбуса допускається застосування повітряних живильних ліній.

Приклади сучасних конструкцій кабелів (для внутрішніх і зовнішніх з'єднань рухомого складу колійного транспорту і тролейбусів; а також приєднання до рухомих струмоприймачів, монтажу електротранспорту промислових підприємств) подано на рисунку 2.12 і в таблиці 2.1.



Рисунок 2.12 – Конструкції кабелів живильних ліній

Таблиця 2.1 – 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 у 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

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6
Товщина, мм:					
оболонки	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5
подушки	2,0	2,1	2,1	2,3	2,3
сталевий стрічки	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Діаметр по броні, мм	35–35,6	39–39,5	43–43,5	46–46,8	51,5–51,8
Товщина покриву, мм	2	2	2	2	2
Зовнішній діаметр, мм	35–39,5	43–43,5	47–47,5	50–51,3	54–56,5
Струмове навантаження, А:					
з мідними жилами	<u>1 000</u> 720	<u>1 200</u> 880	<u>1 400</u> 1 020	<u>1 520</u> 1 180	<u>1 700</u> 1 400
з алюмінієвими жилами	<u>770</u> 555	<u>940</u> 675	<u>1 080</u> 775	<u>1 170</u> 910	<u>1 300</u> 1 080
Електричний опір 1 км кабелю за температури 15 °С (у землі) або 25 °С (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
<i>Примітка.</i> У чисельнику наведені струмове навантаження при прокладці кабелю в землі, а в знаменнику – на повітрі.					

Такі кабелі розраховані на експлуатацію за температури навколишнього середовища від $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$, а за підвищеної вологості до 98 % за температури до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Вони також стійкі до впливу дощу, динамічному впливу абразивного пилю і випадінню інію.

Нові конструкції кабелів розраховані на номінальну змінну напруги 660 В частотою 400 Гц або постійну напругу до 1 000 В. Переріз живильних кабелів, а також підсилювальних ліній обираються на підставі електричного розрахунку мережі.

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

Наприклад, у тягових мережах постійного струму використовують одножильні кабелі з двома контрольними жилами марок АСБ–2к; СБ–2к; ААБ–2к; АБ–2к і ін. (табл. 2.1).

Отже, система електропостачання та електроживлення транспорту залежить від багатьох факторів, які впливають на його роботу і безпеку електрообладнання.

Використання сучасних технологій та систем телемеханіки підвищують роль електротранспорту в містах, промисловості і при обслуговуванні населення.

Особливості роботи систем електроживлення міського електротранспорту, його основні елементи, методи розрахунку параметрів та захист під час аварійних ситуацій розглядаються у наступних розділах.

Контрольні запитання

1. Що є основним завданням системи електропостачання наземного транспорту?
2. Назвати основні частини схеми електропостачання міського транспорту.
3. У 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. Завдяки чому 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 районними диспетчерськими пунктами?
16. Яку роль здійснює процес телемеханізації?
17. Чим визначається обсяг 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?

3 СХЕМИ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ

Електричні схеми електропостачання та живлення об'єктів визначає надійність роботи енергосистеми, правильний розподіл електричної енергії та її витрати під час роботи енергетичних установок.

Узагалі енергосистема поділяється на внутрішнє і зовнішнє електропостачання (див. розділи 1–2, рис. 3.1).

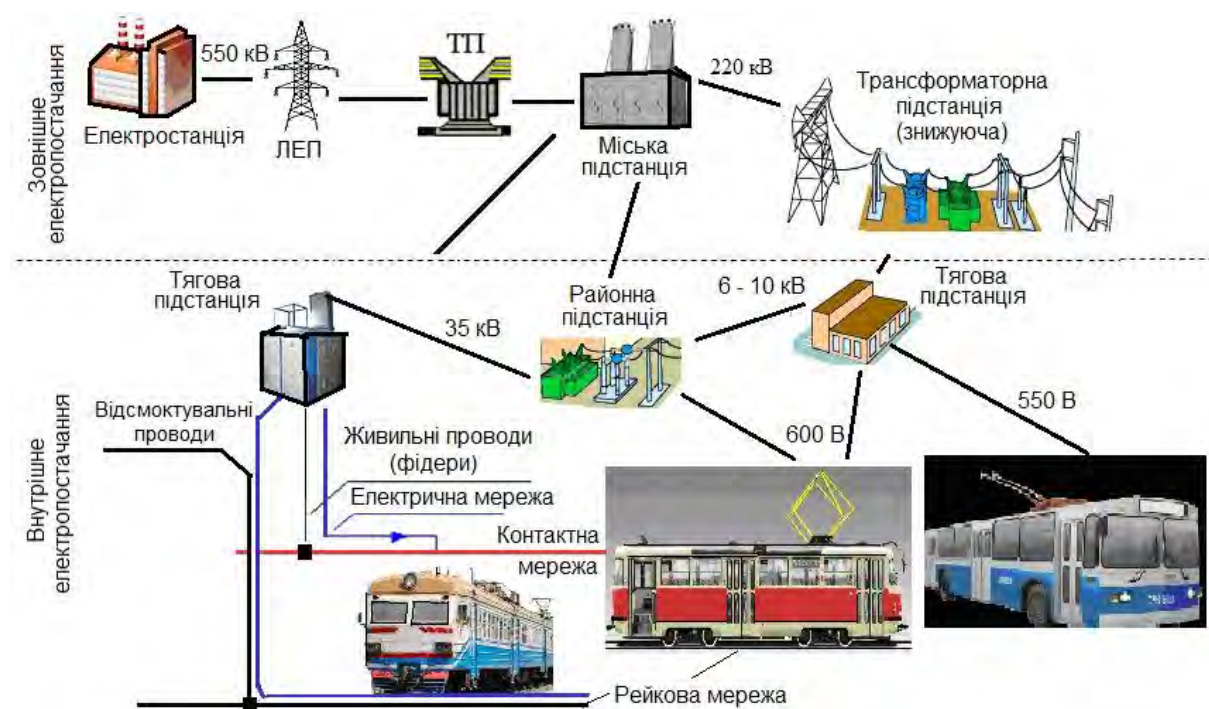


Рисунок 3.1 – Розподіл електричної енергії

Такий умовний розподіл дозволяє проводити аналіз існування необхідних споживачів і приймачів електричної енергії, їхні особливості та режими роботи під час експлуатації. Це також сприяє визначенню необхідного розподілу електроенергії, її втрати та засоби економії.

Тягові підстанції електричного транспорту належать до об'єктів внутрішнього електропостачання і з'єднуються з джерелом зовнішнього електроживлення за різними електричними і структурними схемами. Найпоширенішими з них є радіальні, магістральні, кільцеві.

3.1 Радіальні схеми електропостачання

Радіальні схеми електропостачання корисно використовувати, коли споживачі електроживлення перебувають у різних напрямках відносно до джерела електричної енергії. Такі електричні схеми у разі виникнення аварійних ситуацій та проведення ремонтних робіт дозволяють вимикати конкретного споживача. Це підкреслює їхню зручність під час експлуатації.

Радіальні схеми (рис. 3.2) залежно від живлення поділяються:

- однопроменеві (рис. 3.2, а);
- із паралельною роботою введів, що живлять (рис. 3.2, б);
- із роздільно роботою введів, що живлять (рис. 3.2, в);
- із поодинокими кабелями, що з'єднують ТП між собою (рис. 3.2, г).

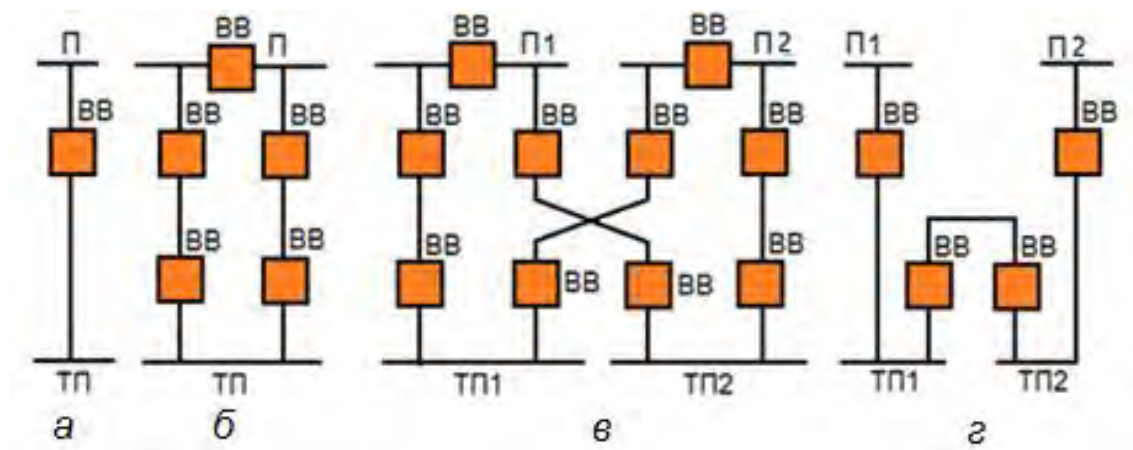


Рисунок 3.2 – Радіальні схеми зовнішнього електропостачання:

П – шини живильної підстанції; ТП – шини тягової підстанції;

ВВ – високовольтні вимикачі

Під час використання радіальної *однопроменевої* схеми (див. рис. 3.2, а) ТП отримує живлення по одному кабелю від однієї живильної підстанції (П). Порушення електропостачання ТП буде пов'язано як з пошкодженнями під час вводу, так і з виходом з ладу самого джерела живлення. Проте поєднання такої схеми зовнішнього електропостачання з децентралізованим принципом внутрішнього електропостачання при одноагрегатних ТП дозволяє отримати систему електропостачання МЕТ з достатньо високим ступенем надійності, тому що одночасний вихід із ладу двох суміжних ТП практично неможливий.

Ймовірність раптової відмови однієї ТП становить $4,2 \times 10^{-4}$, а одночасної відмови двох суміжних ТП дорівнює 10^{-4} . Радіальна однопроменева схема має спрощений (без вимикачів високої напруги) розподільний пристрій 6/10 кВ, що знижує вартість цього варіанта.

На довгих вильотних лініях за наявності низки знижувальних ТП, розташованих вздовж транспортної лінії, застосування радіальної однопроменевої схеми дозволяє скоротити довжину кабелів змінного струму. Техніко-економічні показники цієї схеми конкурентоспроможні з показниками інших нижче розглянутих варіантів завдяки зменшенню вартості кабельної мережі постійного струму.

У схемі з *паралельною роботою введів* (див. рис. 3.2, б) живлення ТП здійснюється від однієї П, шини якої секціоновані. У разі пошкоджень на одній із секцій П або на лінії, що живить цю секцію, електропостачання ТП буде відбуватися від непошкодженої секції П, що залишилася в роботі. Якщо виходить з ладу П, то ТП втрачає живлення повністю.

Більш високий ступінь надійності має схема з *роздільною роботою введів* (див. рис. 3.1, в), тому що ТП має два незалежних джерела живлення П1 та П2 і у разі виходу 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 П1 і П2, чим забезпечується доволі високий ступінь надійності схеми. У разі виходу з ладу однієї з П, здійснюється транзитне електропостачання ТП через П, що залишилася в роботі, по кабелю, який з'єднує ТП.

За високого ступеня 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.

Радіальні схеми зовнішнього електропостачання (за винятком однопроменевої) застосовуються зазвичай 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 вздовж лінії шляху. Тягові підстанції, що мають зв'язок із 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 підстанціями ТП (див. рис. 3.2, в, г) із магістральною схемою (див. рис. 3.3, а), то вони рівноцінні за надійністю з погляду пошкодження вводів або виходу з ладу джерела живлення.

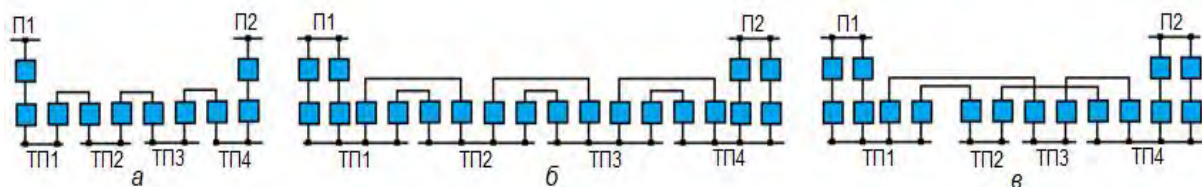


Рисунок 3.3 – Магістральні схеми зовнішнього електропостачання:

- а) з одним вводом з поодинокими з'єднувальними кабелями між ТП;
- б), в) – з двома вводами і попарно з'єднувальними кабелями між ТП

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

Проте магістральна схема має меншу вартість, ніж радіальна (при живленні однакової кількості ТП), унаслідок 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). Однак це підвищує вартість електричної схеми, тому що збільшуються довжина кабелів змінного струму і кількість вимикачів високої напруги. Вартість електричної схеми можна знизити за збереження 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 його потужністю, а також потужністю ТП і пропускну здатністю головного кабелю. За декількох ТП у групі живильна підстанція має бути достатньо 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 ТП однієї групи знаходяться поблизу джерела живлення, потужність якого визначається потужністю всіх приєднаних до нього тягових підстанцій.

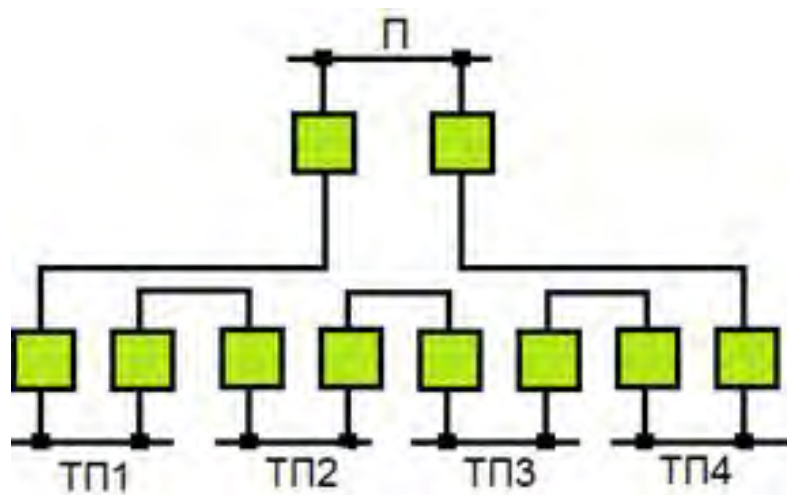


Рисунок 3.4 – Кільцева схема зовнішнього електропостачання

Порівняння кільцевої схеми з радіальною (див. рис. 3.2, б) свідчить на користь кільцевої, тому що при живленні однієї і тієї саме кількості ТП кільцева схема має меншу вартість через скорочення кількості захисної апаратури високої напруги та зменшення довжини кабелів змінного струму.

У разі виходу з ладу джерела живлення (живильної підстанції П) у кільцевій схемі переривається електропостачання всієї групи ТП, а в радіальній – однієї ТП. Це дозволяє зробити висновок про дещо меншу надійність кільцевої схеми порівняно з радіальною (див. рис. 3.2, б), хоча ступінь надійності цих варіантів з погляду виходу з ладу вводу або живильної П однакова. Кільцева схема поступається в надійності радіальним схемам із роздільною роботою вводів (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 переважно при децентралізованому живленні контактної мережі.

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

Під час вибору 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 за дотримання вимог, що висувуються до енергосистеми загалом.

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 секціонувальних пристроїв, які забезпечують безперешкодний прохід струмоприймача ЕРС.

Секціонування мережі дозволяє вимикати в аварійних режимах та під час проведення ремонтних робіт невелику ділянку контактної мережі, не порушуючи електропостачання всього шляху. Правильно обрані електричні схеми живлення і секціонування контактної мережі підвищують її надійність.

На МЕТ як секціонований пристрій застосовується секційний ізолятор (СІ) із системою дугогасіння. На магістральному транспорті секціонованим пристроєм слугують ізолювальні сполучення і нейтральні вставки. Рейкова мережа не секціонується, щоб уникнути утворення на рейках небезпечної

різниці потенціалів. Основні схеми внутрішнього електропостачання ЕРС подано на рисунку 3.5. Ці схеми ілюструють електропостачання двоколіїної ділянки шляху довжиною L , км (рух вперед/назад).

Контактна мережа (КМ) секціонована СІ (на магістральному транспорті – ізолювальними сполученнями) і захищена швидкодіючими автоматичними вимикачами ШВ, встановленими на ТП1 і ТП2 (рейкова мережа не показана).

На двоколіїйних 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).

ЕРС на ділянці з одностороннім живленням (рис. 3.5, а) отримує енергію завжди з однієї живильної лінії (при роздільному живленні контактної мережі обох шляхів). У разі пошкодження лінії живлення або однієї з секцій контактної мережі у схемі виходить з ладу мінімальна ділянка мережі одного напрямку. При пошкодженні ТП знеструмлюється ділянка довжиною $L/2$ обох напрямків.

В електричній схемі консольного живлення за паралельної роботи контактної мережі обох шляхів (рис. 3.5, б) від однієї лінії живлення ТП отримують енергію дві секції шляхів обох напрямків.

У цій електричній схемі, порівняно з попередньою електричною схемою, менше захисної апаратури. Втрати потужності при знаходженні ЕРС у кінці секції зменшуються в 2 рази. При КЗ на секції виходять із ладу обидві ділянки мережі: пряма і зворотна. Електропостачання ділянок здійснюється з однієї живильної лінії від однієї ТП.

У разі виходу з ладу ТП проводяться додаткові роботи на КМ при замиканні закоротко нормально розімкнутого СІ. У цьому випадку ділянка довжиною L буде споживати енергію від ТП, що залишилася в роботі, яка має резерв потужності. Незважаючи на це, така електрична схема знайшла широке застосування на МЕТ, оскільки у разі пошкодження живильної лінії виходить із ладу секція КМ тільки одного напрямку. Разом із тим, відповідно, неможливо організувати нормальний рух ЕРС в обох напрямках по лінії КМ, що залишилася в роботі. Також використання такої електричної схеми зменшує втрати потужності в КМ.

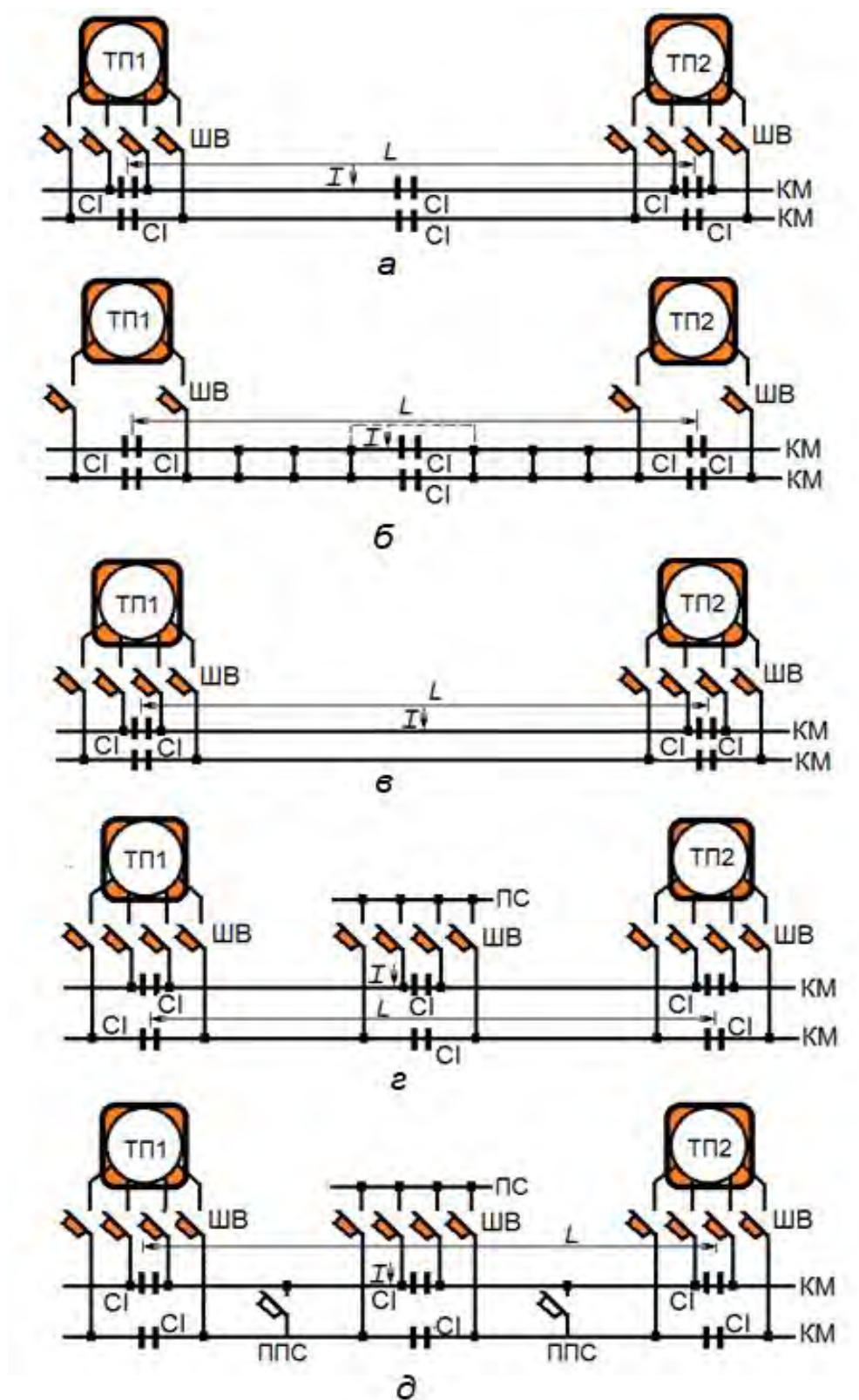


Рисунок 3.5 – Електричні схеми внутрішнього електропостачання міського електротранспорту:

а, в) схема роздільного живлення шляхів; б, д) схема паралельного з'єднання шляхів;
г) схема з постом секціонування

У схемі двобічного живлення ділянки КМ при роздільній роботі шляхів обох напрямків (рис. 3.5, *в*) струм до ЕРС надходить із двох боків протягом усього часу перебування його на ділянці. Отже, тягові 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 ТП.

У такому випадку ЕРС, що знаходиться в середині ділянки, буде отримувати живлення за двома паралельними шляхами довжиною $L/2$ від двох джерел, а тому втрати потужності в КМ у 2 рази менше, ніж за використання електричної схеми (рис. 3.5, *а*), і в 4 рази менше, ніж у варіанті електричної схеми однобічного живлення консольної ділянки довжиною L (див. рис. 3.5, *а*, *б*) при роздільній роботі шляхів.

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

За КЗ у тяговій мережі одного напрямку система захисту на лінії вимикає всю ділянку довжиною L цього напрямку. При використанні схеми консольного живлення (див. рис. 3.5, *а*) вимикається ділянка $L/2$.

У разі виникнення КЗ у тяговій мережі поблизу ТП струм КЗ може виявитися менше значення уставки спрацьовування по струму швидкодіючого вимикача, що розташований на живильній лінії іншої ТП, яке живить місце аварії. Тому для ліквідації аварійної ситуації передбачаються спеціальні заходи захисту від малих струмів КЗ.

Для цього використовуються пости секціонування (ПС) встановлюється приблизно в середині ділянки між двома ТП, що живлять цю ділянку (див. рис. 3.5, *г*). Через роз'єднувачі та вимикачі, (у нормальному режимі), які знаходяться на ПС, з'єднується між собою КМ обох напрямків. Ця схема двобічного живлення об'єднує переваги раніше розглянутих електричних схем (рис. 3.5):

а) при виникненні КЗ струм секції КМ (при пошкодженні лінії довжиною $L/2$ одного напрямку), вимикається відповідними вимикачами поста секціонування і живильної лінії;

б) при виході з ладу однієї ТП живлення всієї ділянки зберігається від іншої, яка залишилася в роботі;

в) порівняно з раніше розглянутими схемами втрати потужності, у цій схемі найменші;

е) схема двобічного живлення з ПС більш чутлива до малих струмів КЗ порівняно зі схемою (рис. 3.4), тому що у 2 рази зменшується зона дії між швидкодіючими вимикачами (за однієї і тієї саме довжини ділянки ТП).

До недоліків схеми варто зарахувати збільшення капітальних витрат на установку ПС і додаткової захисної апаратури.

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

Для транспортних ліній МЕТ за одноколійного руху застосовуються схеми однобічного (рис. 3.6, а, б) і двобічного живлення (рис. 3.6, в) при нормально замкнутому СІ. У разі розташування живильного пункту на середині ділянки (рис. 3.6, а) зменшуються втрати напруги та енергії, але тоді сусідні секції КМ будуть отримувати електричну енергію по довгих кабелях (показано штриховими лініями) або від сусідньої ТП.

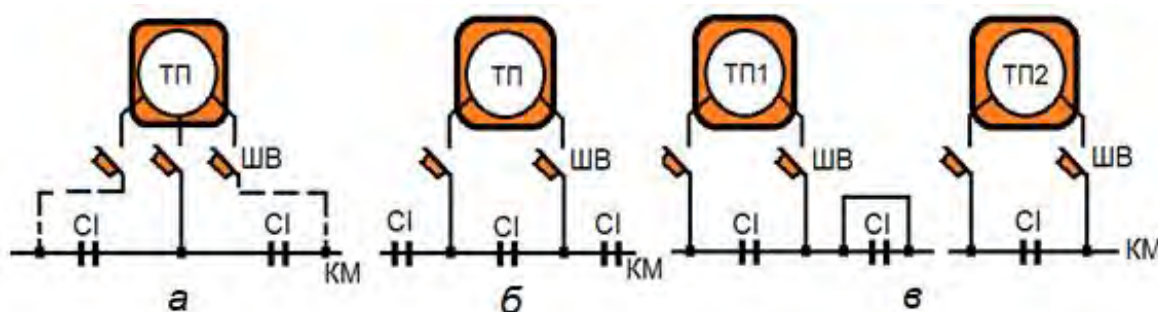


Рисунок 3.6 – Схеми внутрішнього електропостачання одноколійної ділянки

Живильні лінії можуть бути приєднані до КМ безпосередньо біля СІ (рис. 3.6, б). У цьому випадку, у разі виходу з ладу однієї живильної лінії, електропостачання обох секцій може бути забезпечено при замиканні закоротко СІ.

Живлення всіх розглянутих вище електричних схем внутрішнього електропостачання може бути зараховано до одного з двох основних принципів: централізованого або децентралізованого.

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

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

За такого способу електропостачання кожна ТП здійснює автономне живлення тягової мережі без автоматичного розвантаження сусідніми ТП.

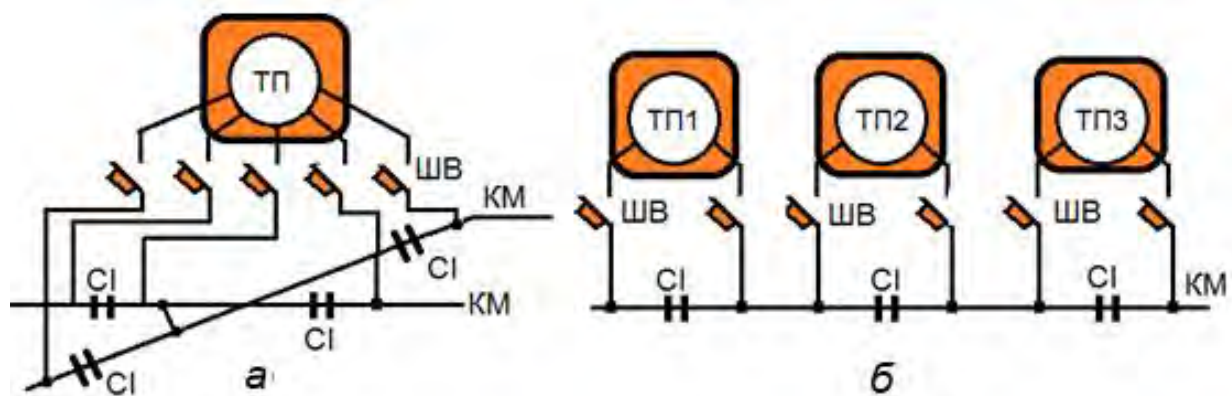


Рисунок 3.7 – Схеми внутрішнього централізованого (а) і децентралізованого (б) способів електропостачання електротранспорту

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

Децентралізоване живлення дозволяє зменшити відстань між підстанціями, що знижує втрати напруги та енергії на лінії. Тягові підстанції за такого способу живлення, зазвичай, мають невелику потужність. Вони є одноагрегатними, автоматизованими (без чергового персоналу) їхня вартість відносно невелика.

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

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

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

3.4 Приклад розрахунку лінії електропередач

Основні положення для розрахунку

При розрахунку ЛЕП визначається, здебільшого, перетин проводу і його марка, втрати потужності, втрати напруги. Параметри проводу показані в таблиці 3.1. Згідно з правилами ПУЕ переріз проводу вибирається із застосуванням методу економічної щільності струму:

$$S_{ek} = \frac{I_{max,calc}}{J_{ek}},$$

де $I_{max,calc}$ – максимальний розрахунковий струм у лінії за нормального режиму роботи, А;

$J_{ek} = F(T_m)$ – економічна щільність струму, А/мм² (приймається на підставі досвіду експлуатації);

T_m – час використання максимального навантаження за рік, год.

Таблиця 3.1 – Параметри проводу лінії електропередач

Провідники – неізолювані дроти	T_m , год		
	1 000 – 3 000	3 000 – 5 000	5 000 – 8 700
Мідні	2,5	2,1	1,8
Алюмінієві	1,3	1,1	1,0

Для трифазної мережі максимальний розрахунковий струм:

$$I_{max,calc} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U},$$

де S_p – повна потужність, що передається, МВ·А,

U – напруга передачі енергії, кВ.

Отриманий розрахунковий економічний переріз (S_{ek}) дорівнюють до найближчого стандартного значення. Якщо отримано більший перетин, то береться кілька паралельних проводів (ліній) стандартного перетину так, щоб сумарний перетин наближався до розрахункового значення. За отриманими значеннями визначається марка проводу і вказується допустимий струм. Оптимальна відстань передачі електричної енергії, км:

$$L = (0,3...1) \cdot U.$$

Втрати активної, реактивної і повної потужності в ЛЕП:

$$\Delta P_L = \left(\frac{S_P}{n_L U} \right)^2 \cdot R_L; \quad \Delta Q_L = \left(\frac{S_P}{n_L U} \right)^2 \cdot X_L; \quad \Delta S_L = \sqrt{\Delta P_L^2 + \Delta Q_L^2},$$

де n_L – число паралельних ліній;

R_L , X_L – активний і індуктивний опір лінії, Ом.

Опір у ЛЕП:

$$R_L = \frac{1}{n_L} \cdot r_o \cdot L; \quad X_L = x_o L,$$

де r_o , x_o – питомі активний і реактивний опори, Ом/км;

Для повітряних, кабельних та інших ліній активний опір на одиницю довжини визначається як:

$$r_o = \frac{10^3}{\gamma \cdot S},$$

де γ – питома провідність, м/(Ом·мм)².

На практиці найчастіше тривало допустима температура провідників становить 65–70° С. Тому вибирається:

$\gamma = 50$ м/(Ом·мм)² – для мідних проводів;

$\gamma = 30$ м/(Ом·мм)² – для алюмінієвих проводів;

S – переріз провідника (однієї жили кабелю), мм².

Індуктивний опір приймається:

$x_o = 0,4 \text{ Ом/км}$ – для повітряних ЛЕП ВН;

$x_o = 0,08 \text{ Ом/км}$ – для кабельних ЛЕП ВН.

Втрати напруги в ЛЕП:

$$\Delta U_L = \frac{10^2}{n_L U_L^2} \cdot PL(r_o + x_o \operatorname{tg} \varphi_L),$$

де P – активна потужність, що передається по лінії, МВт.

Приклад. Лінія електропередач для живлення приймачів та споживачів електричної енергії має такі основні параметри: повна потужність лінії $S_P = 139 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, напруга $U = 220 \text{ кВ}$. Марка кабельного проводу – А. Коефіцієнт потужності лінії $\cos \varphi_L = 0,85$. Час використання максимального навантаження лінії за рік $T_m = 4\,000$ час. Розрахувати втрати потужності та напруги ($\Delta S_L, \Delta U_L$) на лінії електропередач, вибрати провідники та скласти структурну схему ЛЕП.

Розв'язання: структурна схема ЛЕП подана на рисунку 3.8.

Розрахункові значення повної потужності, максимального струму, щільності струму та вибір перетину проводів:

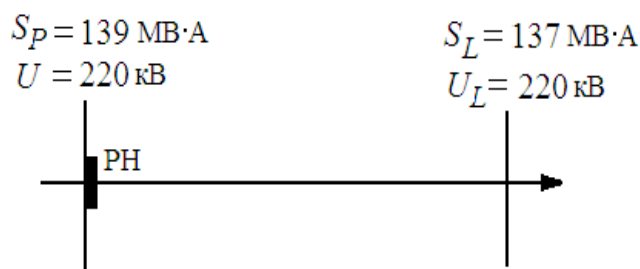


Рисунок 3.8 – Структурна схема лінії електропередач та основні параметри

$$S_{ek} = \frac{I_{max, calc}}{J_{ek}} = \frac{365,2}{1,1} = 332 \text{ мм}^2; \quad I_{max, calc} = \frac{S_P}{\sqrt{3}U} = \frac{139 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 220} = 365,2 \text{ А};$$

$$J_{ek} = F(T_m, Al) = 1,1 \text{ А/мм}^2.$$

Для високовольтної лінії (ВЛ) зовнішньої прокладки за довідником вибирається провід із такими параметрами:

$$A - 3 \times (3 \times 120), \text{ максимальний струм } I_d = 3 \times 375 \text{ А.}$$

Оптимальна довжина ЛЕП складає:

$$L = (0,3 \dots 1) \cdot U = (0,3 \dots 1) \cdot 220 = 66 \dots 220 \text{ км.}$$

Приймається довжина лінії: $L = 100 \text{ км.}$

Опір ЛЕП:

$$R_L = \frac{1}{n_L} \cdot r_o \cdot L = \frac{1}{3} \cdot 0,28 \cdot 100 = 9,3 \text{ Ом}; \quad r_o = \frac{10^3}{\gamma \cdot S} = \frac{10^3}{30 \cdot 120} = 0,28 \text{ Ом/км.}$$

$$\gamma_{Al} = 30 \text{ м/(Ом} \cdot \text{мм}^2); \quad X_L = x_o L = 0,4 \cdot 100 = 40 \text{ Ом.}$$

Втрати потужностей (активної, реактивної, повної) ЛЕП:

$$\Delta P_L = \left(\frac{S_P}{n_L U} \right)^2 \cdot R_L = \left(\frac{139}{3 \cdot 220} \right)^2 \cdot 9,3 = 0,4 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_L = \left(\frac{S_P}{n_L U} \right)^2 \cdot X_L = \left(\frac{139}{3 \cdot 220} \right)^2 \cdot 40 = 1,8 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_L = \sqrt{\Delta P_L^2 + \Delta Q_L^2} = \sqrt{0,4^2 + 1,8^2} = 1,84 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Приймається $\Delta S_L = 2$.

З урахуванням втрат повна потужність лінії складає:

$$S_L = S_P - \Delta S_L = 139 - 2 = 137 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Втрати напруги в ЛЕП:

$$\begin{aligned} \Delta U_L &= \frac{10^2}{n_L U_L^2} \cdot PL(r_o + x_o \operatorname{tg} \varphi_L) = \\ &= \frac{10^2}{3 \cdot 220^2} \times 118,2 \times 100 \times (0,28 + 0,4 \cdot 0,62) = 4,3 \% ; \\ P &= S_P \cdot \cos \varphi_L = 139 \cdot 0,85 = 118,2 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

За $\cos\varphi_L = 0,85$; $\operatorname{tg}\varphi_L = 0,62$:

$$\Delta U'_L = U \cdot \Delta U_L \cdot 10^{-2} = 220 \times 4,3 \times 10^{-2} = 9,46 \text{ кВ.}$$

Відповідь: Обрана високовольтна лінія, яка має такі параметри: марка провідників А - $3 \times (3 \times 120)$, максимальний струм у фазах лінії $I_d = 3 \times 375 \text{ А}$; довжина лінії $L = 100 \text{ км}$; втрати потужності і напруги лінії $\Delta S_L = 2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $\Delta U_L = 4,3\%$.

3.5 Фактори, що впливають на роботу електротранспорту та інших пристроїв

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

Наприклад, на виході випрямних агрегатів ТП напруга пульсуюча і значення пульсацій визначається багатьма факторами, такими як схемою перетворювальної установки, параметрами згладжувальних 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. Проте при роботі ТЕД у режимі рекуперації різке зниження напруги в мережі призводить до збільшення генераторного струму ТЕД, що може призвести до несвоєчасного спрацювання захисту на ЕРС, а також до поштовху гальмівного зусилля або до повного припинення гальмівного ефекту.

Різке підвищення напруги мережі викликають у ТЕД, що працюють у режимі тяги, різкі кидки струму і сили тяги, які можуть призвести до їхнього пошкодження, боксування коліс, обриву зчіпних пристроїв ЕРС. У режимі рекуперації наслідком різкого підвищення напруги є скидання навантаження ТЕД. У результаті зменшується гальмівна сила ЕРС, що може призвести до безпеки руху.

На ділянках, найбільш віддалених від ТП, може спостерігатися тривале зниження напруги тягової мережі. Це призведе до зниження середньої швидкості ЕРС, які знаходяться на цих ділянках, що викликає скорочення відстаней між попутними ЕРС. У результаті відбувається їхнє скупчення 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. У разі тривалого зниження напруги в тяговій мережі можливе збільшення часу руху під струмом. Це пояснюється тим, що водій, зберігаючи колишню швидкість, скорочує вибіг транспортного засобу. Водночас не відбувається згущення ЕРС на ділянці, тому що швидкість не зменшується, але збільшується загальне навантаження ділянки через збільшення струму ЕРС. Зниження рівня напруги в тяговій мережі призводить до:

- інтенсивного нагрівання ТЕД через збільшення струму (якщо зберігається колишня швидкість). Водночас умови вентиляції залишаються на колишньому рівні і відбувається їхнє подальше погіршення;
- інтенсивного нагрівання компресорів через зміну роботи залежно від режиму роботи системи;
- зниження якості роботи освітлювальних приладів і апаратури ЕРС;
- збільшення питомої витрати енергії на струмоприймачі ЕРС, оскільки 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 й певні недоліки. 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. Отже, при цьому необхідно застосовувати заходи захисту від впливу вищих гармонік.

Тягова мережа електротранспорту негативно впливає на радіозв'язок і радіомовлення. Разом із тим між контактним проводом 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 у контролерах і контакторах.

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

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

Рейковий електричний транспорт використовує як один із провідників тягової мережі ходові рейки, які неможливо ізолювати від землі. Тому частина струму відгалужується від рейок у землю, що призводить до виникнення «блукаючих струмів», які протікаючи по підземних металевих спорудах, викликають їхнє нагрівання й електролітичну корозію.

Основними джерелами блукаючих струмів у землі, що впливають на підземні металеві споруди, є електрифіковані залізниці (магістральні та приміські), трамваї, промисловий, кар'єрний і рудниковий транспорт.

Тягова підстанція отримує живлення від енергосистеми і через живильну лінію струм надходить у контактний провід, з якого через струмоприймач він проходить до ТЕД. Потім, пройшовши через колеса, струм по рейках повертається на ТП (рис. 3.9).

Джерелом блукаючого струму є рейковий шлях, тому що він не ізолюваний від землі.



Рисунок 3.9 – Розподіл блукаючих струмів та їх наслідки

Розтікаючись у землі та зустрічаючи на своєму шляху металеві споруди (у вигляді водо- або газопроводу, труб каналізації, оболонки кабелю тощо, у яких питомий опір менше питомого опору землі), блукаючі струми створюють катодну зону.

Анодна зона створюється завдяки струмам, що виходять із підземної споруди і знову входять у землю і через неї надходять у рейку і далі по відсмоктуючій лінії на ТП.

Якщо блукаючий струм пройде один раз через підземні металеві спорудження, то він не спричинить ніяких руйнувань. Проте у випадках постійного його витоку (трамвай, залізничні потяги тощо), метал підземних споруд поступово буде піддаватися корозії (див. рис. 3.9).

На електрифікованій залізниці анодна зона, що розташована на рейках, переміщується разом з електровозом, а катодна зона розташована біля ТП. Більш детально про явище «блукаючих струми» буде розглянуто в наступних розділах.

3.6 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. Засоби, що використовуються для вирішення таких питань, складаються з вибору доцільних джерел електричної енергії, розрахунку та регулювання їхньої 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. 3.10) 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.



Рисунок 3.10 – Розподіл потужності в системі електропостачання

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 значущість. Під час вибору оптимального варіанта зменшення впливу реактивної потужності варто виходити з техніко-економічних розрахунків, заснованих на системному підході. Це означає, що такий варіант повинен відповідати інтересам як систем електропостачання, так і споживачів електричної енергії.

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

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

коефіцієнт потужності:

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

активна та реактивна потужність:

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

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

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 та інші приймачі електричної енергії (5–10 %).

Концентрація виробництва реактивної потужності у багатьох випадках економічно недоцільна з таких причин.

1. Під час передачі значної реактивної потужності виникають додаткові втрати активної потужності та електричної енергії в усіх 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 їхню 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 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 зменшення несиметрії і несинусоїдальної форми кривої струму і напруги, використовують спеціальні фільтрокомпенсуючі (ФКП)

і фільтросиметрувальні (ФСП) пристрої. Такі пристрої забезпечують фільтрацію вищих гармонік у вхідної мережі і симетрування напруги по фазах.

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

Фільтрокомпенсувальні пристрої становлять LC або RLC -ланцюжки, що налаштовані на резонанс із певною гармонікою, порядок якої визначається замовником або за результатами вимірів. Схема пристрою ФКП на лінії, показана на рисунку 3.11.



Рисунок 3.11 – Фільтрокомпенсувальні пристрої

На підприємствах електротранспорту і в інших галузях використовують ФКП, які мають схеми з'єднань, наприклад, що показані на рисунку 3.12. До електричної схеми з'єднання компенсувального пристрою ФКП входять: високовольтні пристрої, реактори (Р), тиристорний перетворювач (ТП), який компенсує пристрій (КП); енергетичний фільтр (Ф), ν – номер гармоніки ($\nu = 5, 7, 11, 13\dots$). Симетрування напруг по фазах забезпечується системою керування (СК), що регулює на кути відмикання тиристорів КП. Кількість фільтрів визначається вимогами щодо якості енергії мережі. У реальних умовах установки ФКП і ФСП призводять до невиправданого збільшення капітальних витрат та додаткової витрати електричної енергії.



Рисунок 3.12 – Розташування ФКП на лінії електропередачі

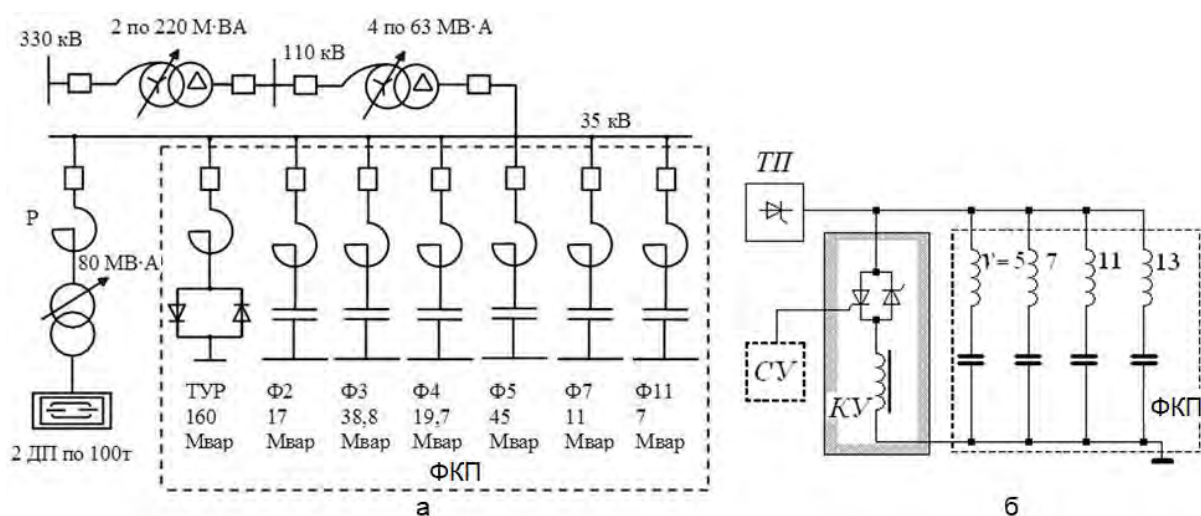


Рисунок 3.13 – Електричні схеми з'єднань
фільтрокомпенсувальних пристроїв

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

З впливом реактивної потужності, що передається по елементах мережі, на напругу тісно пов'язане поняття її балансу. 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 компенсувальні пристрої, такі як синхронні компенсатори, батареї конденсаторів і спеціальні статичні джерела реактивної потужності.

У процесі роботи електроустановок у 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 шляхом розвантаження її елементів від реактивних навантажень. У результаті покращується якість переданої електричної енергії та забезпечується раціональне використання її в приймачах і в пристроях споживачів електричної енергії. Вибір компенсувальних пристроїв визначається на основі техніко-економічного порівняння різних варіантів, які прийнятні для енергопостачальної організації і залежить від добового режиму їх роботи.

Наприклад, як генератори реактивної потужності за своєю дією можуть працювати конденсатори (рис. 3.14) – це спеціальні електричні ємності, що призначені для вироблення реактивної потужності.

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

Індивідуальні установки застосовують найчастіше за напруги до 660 В. У цих випадках конденсатори приєднують наглухо до затисків приймача. Такі компенсувальні пристрої мають недоліки, а саме з вимкненням приймача електричної енергії вимикається і компенсувальний пристрій.

При *груповій* установці конденсатори приєднують до РП мережі. Водночас використання встановленої потужності конденсаторів дещо збільшується.

При *централізованому* встановленні батареї конденсаторів приєднують до трансформаторної підстанції (для промислових підприємств) на стороні вищої напруги. Використання встановленої потужності конденсаторів у цьому випадку виходить більш високим.



Рисунок 3.14 – Різновиди батарей конденсаторів

Зазвичай батареї конденсаторів (БК) вмикають у 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).

Під час вимкнення БК необхідно, щоб енергія батарей розряджалася автоматично на постійно увімкнений активний опір ТН (наприклад, трансформатор напруги).

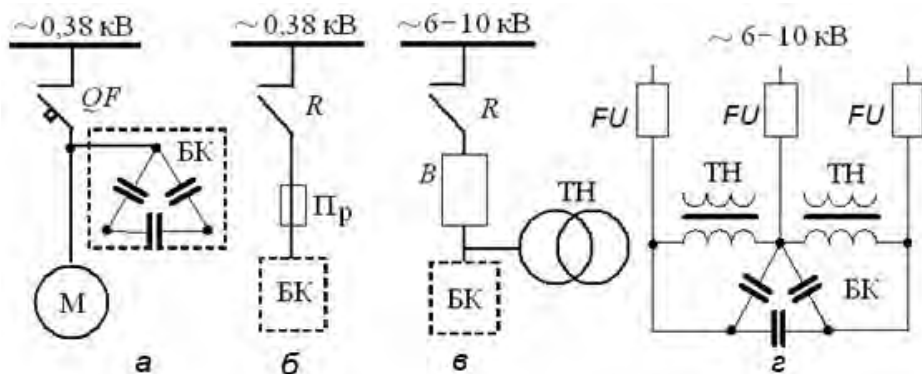


Рисунок 3.15 – Електричні схеми під'єднання блока конденсаторів (БК) для компенсації реактивної потужності мережі: **а** – під'єднання через загальний автоматичний вимикач QF ; **б** – під'єднання через рубильник R і запобіжник ЗП, що забезпечують незалежність роботи БК від ПЕ; **в** – під'єднання через рубильник R і вимикач B ; **г** – під'єднання через високовольтний запобіжник FU .

Значення опору має бути таким, щоб під час вимкнення 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 у 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. 3.16).



Рисунок 3.16 – Зовнішній вигляд панелі мікропроцесора

Мікропроцесори аналізують сигнали, що надходять від трансформатора струму або інших джерел електроживлення та подають команди на керування батареями конденсаторів, вмикаючи/вимикаючи окремі конденсатори або цілі батареї.

Таке керування дозволяє не тільки забезпечити максимальне повне завантаження батарей конденсаторів, але і мінімізувати кількість операцій при комутації на ТП.

Контрольні запитання

1. Які схеми використовують при живленні ліній МЕТ?
2. Як поділяються радіальні схеми залежно 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 електротранспорту?

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?

4 ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ЕЛЕМЕНТІВ ТЯГОВИХ МЕРЕЖ

4.1 Загальні відомості про тягові мережі електричного транспорту

Електропостачання електричного транспорту відбувається через тягові мережі, що розташовані на території міста.

Тягова мережа електричного транспорту – це сукупність позитивних і негативних ліній живлення, контактних і рейкових мереж, які забезпечують розподіл та підведення електроенергії до електрорухомого складу.

Лінії живлення – це повітряні або кабельні ЛЕП, що з'єднують шини постійного струму ТП через комутувальні електричні апарати з секціями контактної мережі та рейками.

Кабельні ЛЕП характерні для тягових мереж трамвая, тролейбуса, метрополітену. У залізниці лінії живлення виконуються повітряними.

Схеми приєднання живильних ЛЕП до шин РП постійного струму, а також до рейкової і контактної мережі залежать від специфіки транспортної системи (рис. 4.1).

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

- струмові навантаження тягових мереж і тягових підстанцій;
- напруга на струмоприймачі ЕРС 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 однобічному живленні) або до струморозділу (при двобічному живленні).

Електропостачання ЕРС будь-якого призначення здійснюється через ТП, які використовуються для зниження електричної напруги і подальшого її перетворення для передачі в контактну мережу (рис. 4.2).

Живлення ТП 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 спостерігаються різні

значення середніх і ефективних навантажень. Види навантажень характеризують роботу системи електропостачання.

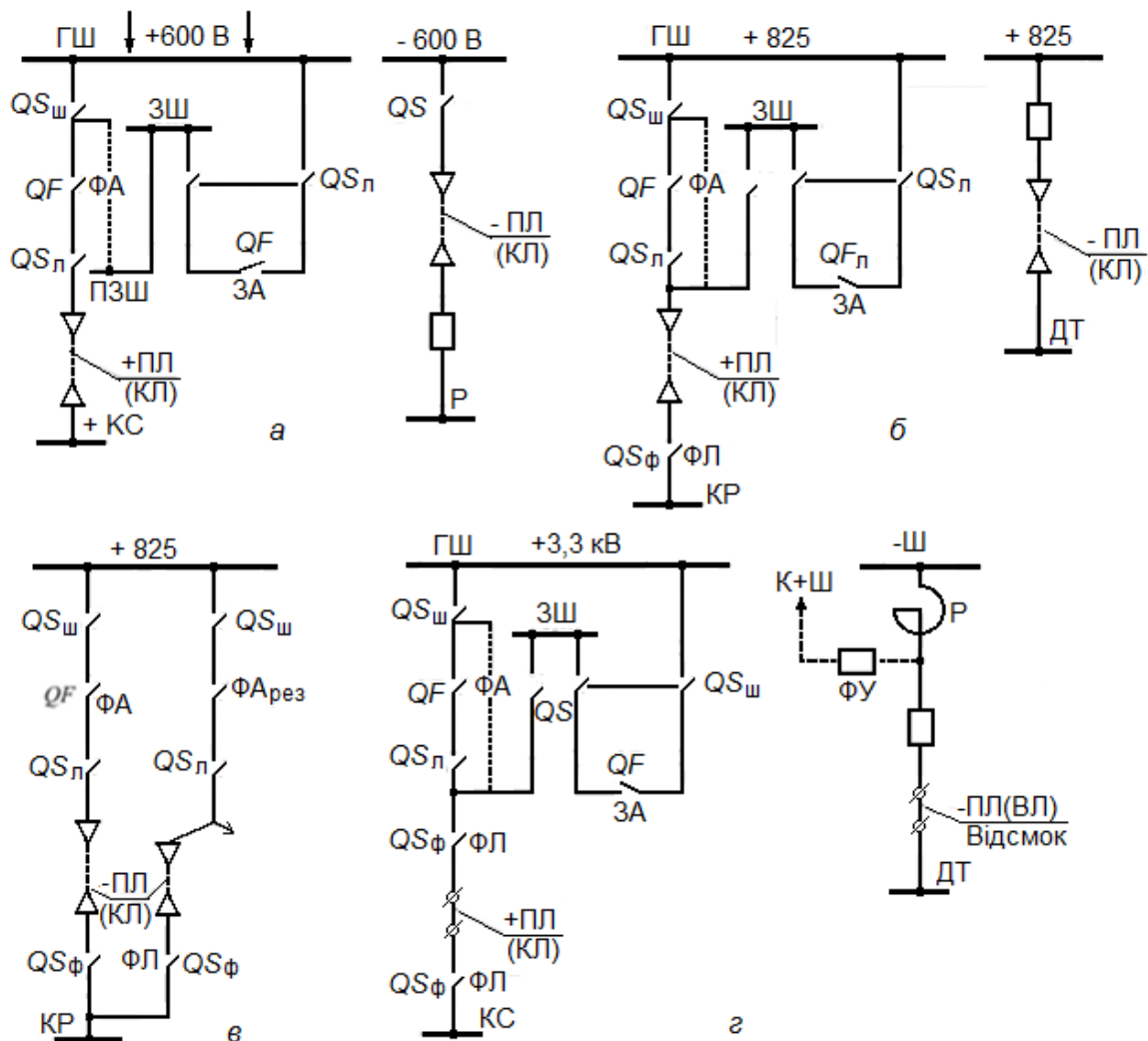


Рисунок 4.1 – Схеми під'єднання живильних ліній тягових мереж електротранспорту: **а** – трамвай; **б** – метрополітен (централізована система);

в – метрополітен (децентралізована система); **г** – залізниця;

QS – роз'єднувачі: (ш – шинний, л – лінійний, ф – фідерний, з – запасний);

QF – швидкодіючі вимикачі (ФА – фідерні автомати); КС – контактна мережа;

КР – контактна рейка; ДТ – середня точка дросель-трансформатора; ЗА – запасний автомат; ЗШ – запасна шина; Р – реактор; ФП – фільтр-пристрій; ПЛ(КЛ) – перемичка лінії (контактної, відсмоктувальний)

Середнє значення струму живильної лінії визначається розмірами руху ЕРС за розглянутий період часу T і залежить від обсягу роботи, виконаної ЕРС 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 живильної лінії, год.

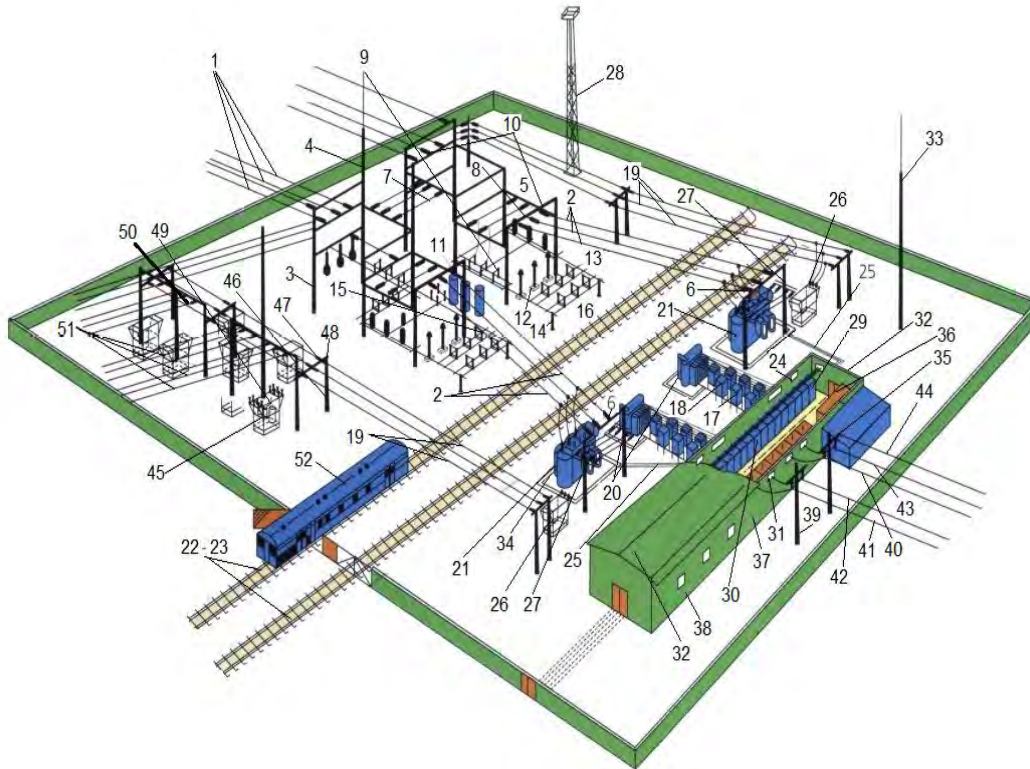


Рисунок 4.2 – Загальний вигляд тягової підстанції ЕРС:

- 1 – провід вводу напругою 110 В; 2 – проводи приєднання трансформатора;
 3 – залізобетонна опора; 4 – блискавковідвід на опорі РП 110 В; 5 – залізобетонна перекладаина; 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 коміртки введення 35 кВ; 35 – реакторна; 36 – фільтропристрій; 37 – приміщення щитової;
 38 – дизель-генераторна; 39 – опора фідерів контактної мережі; 40 – відсмоктувальний 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 під час виконання цієї роботи:

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

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

На характер діаграм струму істотно впливають:

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

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 ТП є навантаження окремих ЕРС, які визначаються відповідно до діаграм руху. Найбільші значення кидків струму в мережі, а також короткочасного її навантаження виявляються в період інтенсивного руху ЕРС. Максимальні значення параметрів пристроїв і елементів системи електропостачання складає розрахункове максимальне навантаження, за яким визначається їхня перевантажувальна здатність.

Для нормальної роботи електротранспорту необхідно спроектувати систему електропостачання так, щоб за будь-яких графіків навантаження та обсягу руху ЕРС рівень напруги в тяговій мережі не виходив за межі значень, наведених у таблиці 4.1. Середня втрата потужності в тяговій мережі визначає економічну доцільність вибору перерізу контактної мережі.

Зміна напруги в тяговій мережі оцінюється, переважно, за значеннями падіння напруги у всіх основних струмопровідних елементах системи електропостачання. Як розрахункова величина береться середня втрата напруги до струмоприймача ЕРС за час споживання енергії при всіх практично можливих графіків його руху.

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	3 300	3 450	3 000	2 400	3 850; 4000 (при рекуперації)

Середня втрата напруги до струмоприймача ЕРС характеризує:

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

Середня втрата напруги за часом T_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 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 значно впливають струми КЗ у віддалених їх точках, які порівнюються з максимальними навантаженнями. Розповсюдження струмів КЗ 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 відповідно до умов їхнього нагрівання і механічної міцності.

Нормуванню також підлягає мінімальна допустима напруга тягової мережі. Тому під час проектування системи електропостачання електротранспорту необхідно враховувати довжину ділянок при односторонньому живленні, відстань між ТП, довжину секцій контактної мережі. Ці параметри обираються так, 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 (тобто 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 % від 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 мереж та їхні особливості.

4.2 Особливості електроживлення контактної мережі тролейбуса і трамвая та основні елементи

Електроживлення міського електричного транспорту відбувається через контактну тягову мережу, яка становить технічну споруду, що використовується для трансформації електричної енергії з ТП на ЕРС.

Електричні схеми живлення контактної тягової мережі повинні забезпечувати необхідний рівень надійності живлення ЕРС і прийнятні енергетичні показники. Контактна тягова мережа (КТМ) як найбільш відповідальний елемент системи електропостачання за своїм улаштуванням не має резерву у вигляді дублювальних пристроїв. Її обслуговування ускладнене потоками електротранспорту і пішоходів, особливо в умовах інтенсивного руху.

Особливість роботи КТМ визначають високі вимоги щодо її експлуатації, а також монтаж та ремонт. Пошкодження її елементів може вивести з роботи велику ділянку тягової мережі і дезорганізувати рух не тільки трамвая або тролейбуса, але й іншого транспорту.

Розрізняють КТМ двох типів:

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

Електроживлення контактних мереж МЕТ відбувається для всіх ліній (вхідних, відсмоктувальних, вихідних), що утворює замкнуту систему внутрішнього електропостачання.

Від КТМ відбувається передача електричної енергії на струмоприймачі тролейбуса або трамваю.

Контактна тягова мережа тролейбуса (рис. 4.3) поділена на ділянки (секції), які ізолювані одна від одної.



Рисунок 4.3 – Контактна мережа тролейбуса

Секції її відокремлюються на кордонах СІ і мають повітряний проміжок, а також пристрої для гасіння електричної дуги. Кожній секції присвоюється номер або назва. У середині секції також можуть бути СІ, які називаються проміжними і використовуються для оперативних перемикачів при перерозподілі навантаження. У нормальному режимі роботи секції шунтуються електричними перемичками. Комутація секцій КТМ роз'єднувачами може виконуватися тільки за відсутності струмів тягового навантаження або КЗ.

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

Система живлення КТМ децентралізована. Живлення секційних ділянок однобічне.

Електроживлення трамваю відбувається постійним струмом через повітряну контактну мережу, яка з'єднана з тяговою мережею підстанції і надходить на струмоприймач (пантограф, штангу) ЕРС. Рейки мають негативний потенціал у ланцюзі живлення.

У тяговій системі електропостачання розрізняють трамвайні і трамвайно-тролейбусні ТП, стаціонарні та пересувні. У системах централізованого електропостачання використовуються багатоагрегатні ТП із резервним обладнанням. Одно- і двоагрегатні ТП проєктують із резервом по потужності для використання в основних і децентралізованих схемах. Під час аварійної ситуації їхнє повне вимкнення з розвантаженням по контактній мережі від сусідніх підстанцій.

Управління роботою ТП може здійснюватися без обслуговуючого персоналу по телемеханічним лініям з диспетчерського пункту (ДП) або обслуговуючим персоналом на місці.

До елементів контактної тягової мережі МЕТ (рис. 4.4) належать: опори та опорні конструкції, контактні підвіски, арматура і спецчастини.

Основним елементом КТМ є проводи: контактні, живильні та зміцнювальні. Для трамвая і тролейбуса зазвичай використовуються мідні контактні проводи марок МФ та БрФ перерізом 85 мм². Деякі відомості про контактні проводи наведено в таблиці 4.2.

Для несучих тросів ланцюгових підвісок трамвая і тролейбуса застосовуються сталеві троси перерізом 50, 70 мм², а іноді 95 мм².



Рисунок 4.4 – Контактна тягова мережа міського електротранспорту

Таблиця 4.2 – Параметри проводів контактної мережі

Марка дроту	Площа перерізу, мм ²	Електричний опір 1 км дроту за 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

У контактних підвісках трамвая допускається застосування як несучий 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 таблиці 4.3 та таблиці 4.4.

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 їхній діаметр, мм		Розрахункова площа перерізу проводів, мм ²		Електричний опір 1 км проводу за 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

Сучасне покоління проводів (дротів) мають більш високі технічні характеристики і призначені для будь-якого виду ЕРС і контактної тягової мережі (рис. 4.5).

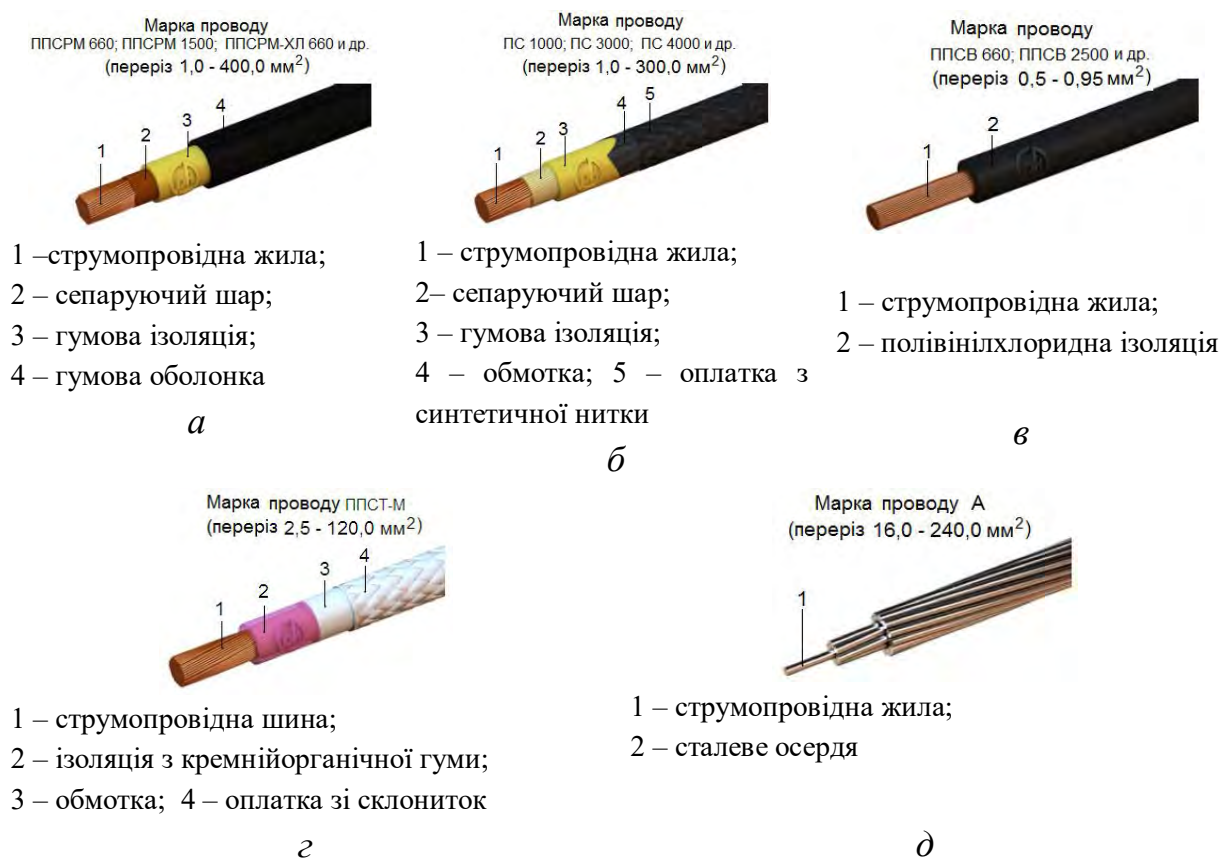


Рисунок 4.5 – Конструкції проводів для контактної мережі електротранспорту:

а, б, в, г – ізольовані проводи; *д* – неізольовані проводи

Проводи призначені для внутрішніх і зовнішніх з'єднань рейкового рухомого складу і тролейбусів (для монтажу, приєднання до рухомих струмоприймачів) та розраховані на напругу 660, 1 500, 3 000, 4 000 В постійного і змінного струму.

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

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

Опір 1 км контактного проводу, Ом

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

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

α – температурний коефіцієнт ($^\circ\text{C}^{-1}$) матеріалу контактної частини проводу;

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

s – площа поперечного перерізу, мм^2 ;

k_{isn} – коефіцієнт зносу контактної частини матеріалу.

Збільшення опору контактної частини проводу в міру його зносу визначається коефіцієнтом: для трамвая $k_{isn} = 0,875$; для тролейбуса $k_{isn} = 0,85$; для магістральних доріг $k_{isn} = 0,9$.

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

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

У загальному випадку сумарний опір на одиницю довжини контактної підвіски, що містить декілька проводів і відповідно несучих або підсилювальних тросів:

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

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

n – загальна кількість проводів.

Іноді опір контактної мережі, що складається з проводів різних марок, зручно розраховувати через еквівалентну площу їхнього 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: контактного проводу, несучого тросу, підсилювального проводу;

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 потрібно розділити на декілька шляхів, з'єднаних паралельно. Міжколійні електричні з'єднання під'єднують 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 підсилювальними проводами – через 140–160 м.

4.3 Приклад розрахунку тягової мережі тролейбуса

Одним з основних параметрів, що характеризують якість електропостачання електричного транспорту, є сумарна втрата напруги в тяговій мережі (контактній, рейковій або кабельній).

Приклад. Визначити втрати напруги в двопровідних тягових мережах тролейбуса (рис. 4.6), які мають ділянки довжиною (l_1-l_8) м, де проходять струми (i_1-i_8) А.

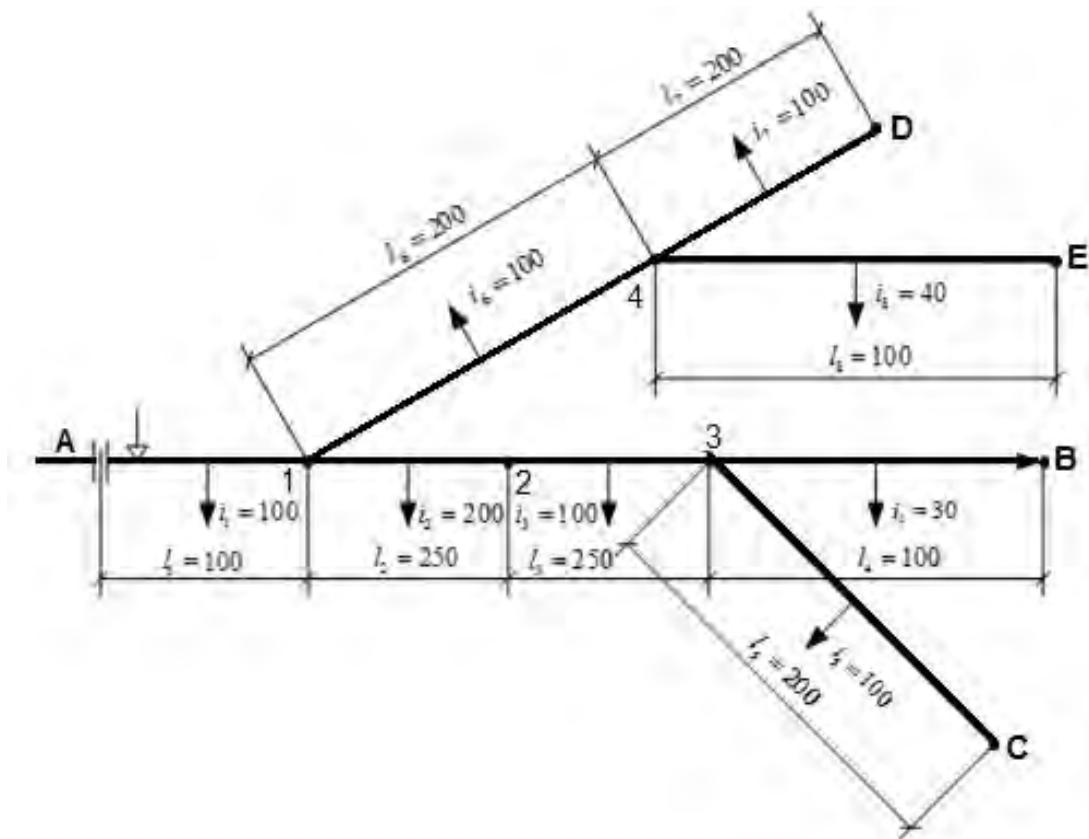


Рисунок 4.6 – Розподіл ділянок тягової мережі та основні параметри

Значення вказаних параметрів для розрахунку (довжини ділянок мереж та струмів) показані на рисунку 4.6. У тягових мережах використовується контактний дріт марки МФ–85, який має питому щільність $\gamma = 56 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$ і переріз $S = 85 \text{ мм}^2$. Допустимі втрати напруги в тягових мережах не повинні перевищувати 90 В, контактної мережі не більше 60–70 В.

Розв’язання.

1. Визначення втрат напруг на окремих ділянках, В:

$$\Delta U_A = \frac{2l_1}{\gamma \cdot S} \left(\frac{i_1}{2} + \sum_{k=2}^8 i_k \right),$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{2 \cdot 100}{56 \cdot 85} \left(\frac{100}{2} + 200 + 100 + 30 + 100 + 100 + 100 + 40 \right) = 29 \text{ В}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{2l_2}{\gamma \cdot S} \left(\frac{i_2}{2} + \sum_{k=3}^5 i_k \right),$$

$$\Delta U_{12} = \frac{2 \cdot 250}{56 \cdot 85} \left(\frac{200}{2} + 100 + 30 + 100 \right) = 33 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{2l_3}{\gamma \cdot S} \left(\frac{i_3}{2} + \sum_{k=4}^5 i_k \right),$$

$$\Delta U_{23} = \frac{2 \cdot 250}{56 \cdot 85} \left(\frac{100}{2} + 30 + 100 \right) = 18 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{3B} = \frac{l_4 \cdot i_4}{\gamma \cdot S} = \frac{100 \cdot 30}{56 \cdot 85} = 0,63 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{3C} = \frac{l_5 \cdot i_5}{\gamma \cdot S} = \frac{100 \cdot 200}{56 \cdot 85} = 4,2 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{14} = \frac{l_6}{\gamma \cdot S} \left(\frac{i_6}{2} + \sum_{k=7}^8 i_k \right) = \frac{2 \cdot 200}{56 \cdot 85} \left(\frac{100}{2} + 100 + 40 \right) = 16 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{4D} = \frac{l_7 \cdot i_7}{\gamma \cdot S} = \frac{200 \cdot 100}{56 \cdot 85} = 4,2 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{4E} = \frac{l_8 \cdot i_8}{\gamma \cdot S} = \frac{100 \cdot 40}{56 \cdot 85} = 0,84 \text{ В}$$

2. Втрати напруги на лініях:

$$\Delta U_{AB} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} + \Delta U_{3B} = 29 + 33 + 18 + 0,63 = 80,6 \text{ В}$$

$$\Delta U_{AC} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} + \Delta U_{3C} = 29 + 33 + 18 + 4,2 = 84,2 \text{ В}$$

$$\Delta U_{AD} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{14} + \Delta U_{4D} = 29 + 4,2 + 4,2 = 37,4 \text{ В}$$

$$\Delta U_{AE} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{14} + \Delta U_{4E} = 29 + 4,2 + 0,84 = 34 \text{ В}$$

Відповідь. Сумарні втрати напруги на всіх ділянках не перевищують допустимої величини $\Delta U_{дон} < 90 \text{ В}$. Якщо умови не виконуються, то необхідно збільшити переріз проводу. Проте це може збільшити вагу проводу. Тому необхідно шукати інші технічні рішення і проводити повторний розрахунок параметрів.

4.4 Особливості електроживлення тягової мережі метрополітену

Тягова мережа метрополітену значно відрізняється від тягової мережі наземного МЕТ. Електропостачання метрополітену здійснюється від системи міського електропостачання трифазним струмом напругою 10 кВ, який надходить до підземних тяговознижувальних ТП, що розміщені

на комплексах станцій і на перегонах між станціями. Тягово–знижувальна ТП лінії зазвичай отримує живлення від трьох незалежних джерел енергосистеми міста. Разом із тим як загальне джерело енергії може використовуватися електростанція.

Для електропостачання метрополітенів використовується тільки система постійного струму напругою 600–1000 В за наявності контактного проводу напругою 1 500 В.

Метрополітен є великим споживачем електроенергії, яка витрачається залежно від загального її споживання на: тягу поїздів (67 %); електроприводи ескалаторів (6 %); пристрої автоматики і телемеханіки руху поїздів (1 %); освітлення станцій, вестибюлів, переходів, службових приміщень (10 %); вентиляційні і насосні установки (10 %); збиральні машини, електроінструменти, зварювальні апарати, механізми для колійних та інших робіт і т.д. (4 %); пристрої для підігріву повітря в службових приміщеннях (2 %).

Для власних потреб на понижувальних ТП 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 ТП, за допомогою силових кабелів. Після чого напруга розподіляється на розподільні шафи та РП.

У метрополітенах використовується схема двобічного живлення через тягову мережу системи електропостачання міста.

Для живлення ЕРС метрополітену застосовується тягова мережа постійного струму напругою 825 В, яка надходить від ТП до струмоприймачів електровагонів рухомого складу.

Тягова мережа метрополітену (рис. 4.7) складається з:

- контактної мережі, яка живить кабельні лінії-фідера, що з'єднують шину позитивної полярності розподільного пристрою 825 В ТП з контактною рейкою. Мережа має роз'єднувачі, швидкодіючі вимикачі; кабельні перемички; лінійні роз'єднувачі, тощо;

- відсмоктувальної мережі, яка під'єднана до ходових рейок; кабельних ліній, що з'єднують дросель-трансформатори з шиною -825 В негативної полярності на ТП.

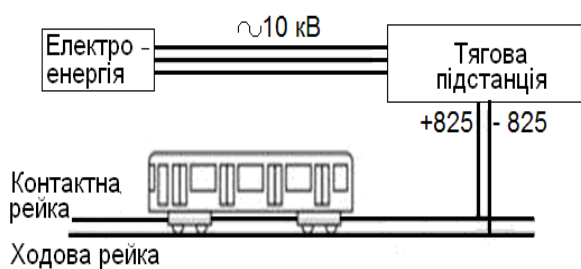


Рисунок 4.7 – Ділянка тягової мережі метрополітену

Струмознімання може здійснюватися від контактної рейки або від контактного проводу. Найбільш розповсюдженим способом підведення енергії до потягу метро є спосіб його живлення через так звану третю контактну рейку, що прокладена вздовж основного рейкового шляху на деякій висоті від нього (160 мм вище головки ходових рейок).

Струм від контактної рейки через струмоприймач вагона потягу надходить до ТЕД, що перетворюють електричну енергію в механічну, яка приводить у рух колісні пари вагонів (через індукторну передачу).

Потужність ТЕД потягів метрополітену становить 100 кВт. Максимальна їхня швидкість зазвичай 80–90 км/год, у деяких країнах – до 100 км/год. Повна відособленість метрополітену від інших видів транспорту дозволяє організувати рух потягів з малими інтервалами.

Ходові рейки використовуються як зворотні (відсмоктувальні). У результаті створюється різниця потенціалів між точками надходження в рейки тягового струму (колісні пари рухомого складу) і точками під'єднання, які з'єднані зі всмоктувальними кабелями (через дросель-трансформатори) тягових підстанцій. Частина тягового струму (блукаючого) стікає з рейок і проходить по паралельному ланцюгу: тілу тунелю, металоконструкції, оболонки кабелів і тощо. Потім він повертається в ходові рейки у кабелі відсмоктування тягового струму на ТП до заземленого контуру.

Мережа колії метрополітену складається зі сталевих або сталевих алюмінієвих рейок, які зазвичай розміщують знизу збоку від ходового шляху колії або з лівого боку по ходу руху потягу.

Контрольні запитання

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?
8. Який основний параметр контактного проводу?
9. Які конструкції проводів використовують у контактній мережі МЕТ?
10. Яку роль виконує струмоприймач?
11. Як відбувається струмознімання від контактної рейки?
12. Що становлять відсмоктувальні мережі?
13. Перелічити основні ділянки тягової мережі метрополітену.
14. Через як елементи відбувається струмознімання?
15. Які існують види тягових мереж метрополітену?
16. Яка напруга використовується для живлення ЕРС метрополітену?
17. Обґрунтувати шлях струму у ходових рейках.

5 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

5.1 Загальні відомості про методи розрахунку параметрів тягових мереж електротранспорту

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

- взаємного розташування споживачів;
- вимог щодо безперебійності живлення; кількості, 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 до зазначених вище пунктів 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 становить комплекс електричних мереж і тягових 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.

За таких умов вирішуються такі завдання:

- вибір схеми живлення і секціонування тягової мережі електротранспорту;
- вибір потужності ТП, типу і кількості перетворювальних агрегатів, що задіяні в електропостачанні електротранспорту;

- вибір перерізів проводів тягової мережі електротранспорту та її розрахунок;
- вибір способів захисту ліній живлення електротранспорту від струмів КЗ;
- обґрунтування техніко-економічних показників роботи окремих елементів системи електропостачання електротранспорту.

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

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

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

Методи розрахунку умовно поділяються 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 мереж трамвая і тролейбуса, під час руху яких спостерігаються значні відхилення реального графіка їхнього руху від запланованого (розрахункового).

Методи розрахунку зазначених груп є проектними, тому для них застосовуються перевіірочні розрахунки.

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

Під час використання всіх методів розрахунку присутня певна похибка, яка загалом може складати $\pm(10-15)\%$. Такі значення похибок практично не впливають на результати розрахунку показників системи електропостачання електротранспорту.

Розглянемо основні методи розрахунку параметрів тягових мереж з урахуванням їхніх особливостей, можливістю використання. Усі методи розрахунку мають припущення, які показані під час конкретного аналізу.

5.2 Метод перерізу графіка і розрахунок миттєвих схем

Цей метод застосовується для розрахунку параметрів ЕРС за певного його розташування і на ділянці руху, що аналізується.

Разом із тим вихідними даними є: заданий графік руху, за якого 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).

У результаті розрахунку з'являється ряд миттєвих схем, кожна з яких становить схему електричної мережі. Водночас на схемах також відображаються місця розташування електричних навантажень, які відповідають дійсним значенням для певного моменту часу руху ЕРС, і втрата напруги на струмоприймачі з урахуванням навантажень інших ЕРС, які знаходяться на цій ділянці.

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

Для розрахунку вводяться попередні умови і припущення:

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

Розрахунки параметрів миттєвих схем живлення тягової лінії проводяться аналітично або графічно.

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

Розрахунок миттєвих схем при *односторонньому живленні лінії*.

Опір лінії на одиницю довжини, Ом (рис. 5.1, а):

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

r_r – опір рейкової мережі, Ом.

Figure 1 consists of three parts: (a) Schematic diagram of a transmission line with a THF source and a CI load. The source is connected to the line at a distance L from the load. (b) Equivalent circuit diagram showing the source impedance Z_s and the load impedance Z_L . The circuit is divided into sections of length l_1, l_2, l_s, l_k, l_n . (c) Waveform diagrams showing the current i and voltage ΔU along the line. The current waveform shows a series of pulses with amplitudes i_1, i_2, i_s, i_k, i_n . The voltage waveform shows a series of steps with heights ΔU_L .

a – схема ділянки; b – узагальнена миттєва схема; v – діаграма зміни струму по довжині ділянки; z – 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 конкретному перерізі графіка; CI – секційний ізолятор

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

96

s – ділянка шляху, м;
 n – кількість ЕРС.

Миттєва втрата напруги до кінця ділянки мережі, 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 визначаються миттєві втрати напруги до кінця ділянки лінії, шляхом отримання сумарних значень на відрізках контактної лінії між суміжними навантаженнями. Миттєві витрати напруги визначаються також 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).

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).

У виразі (5.8) можуть розглядатися всі струми k -х ЕРС по черзі в конкретній схемі.

На ділянці з ЕРС, що працюють у режимі рекуперації, розрахунки проводяться за тими саме формулами (5.2) – (5.8), тільки струми рекуперації беруться з негативним знаком.

Розрахунок миттєвих схем при двосторонньому живленні лінії.

Для розрахунку параметрів живлення лінії розглянемо миттєву схему з однаковим навантаженням за двостороннього живлення ділянки від тягових підстанцій A і B (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 A і B .

За $U_A = U_B$ 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.

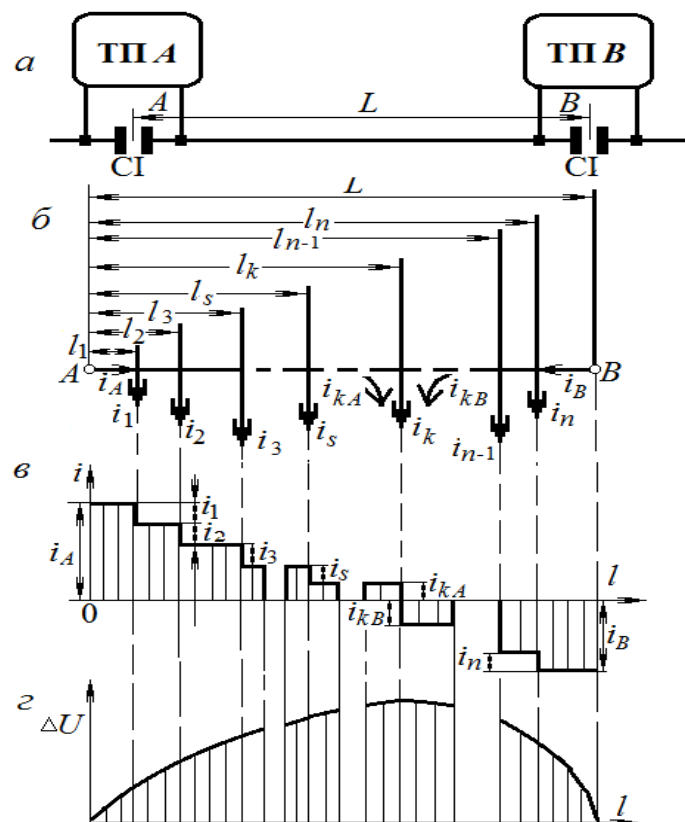


Рисунок 5.2 – До розрахунку ділянки з двостороннім живленням:
 а – схема ділянки; б – узагальнена миттєва схема; в – діаграма зміни струму по довжині ділянки; г – діаграма зміни втрати напруги

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

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

За 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 струморозділу шляхом почергового віднімання навантажень, поки різниця не стане менше навантаження, що знаходиться поряд.

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

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 їх струми визначаються:

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

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

Усі 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 у перерізі розрахункової подальшої (h) і попередньої величини ($h+1$);

$t_{(h)}, t_{(h+1)}$ – зміна струму стрибком у 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 будуються діаграми (рис. 5.2, *з*) 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} (рис. 5.3, *а*).

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 $(L + L_{ecv})$ за одностороннього живлення (рис. 5.3, *б*) і довжиною $(L + 2L_{ecv})$ за двостороннього живлення і симетричної схеми (рис. 5.3, *в*).

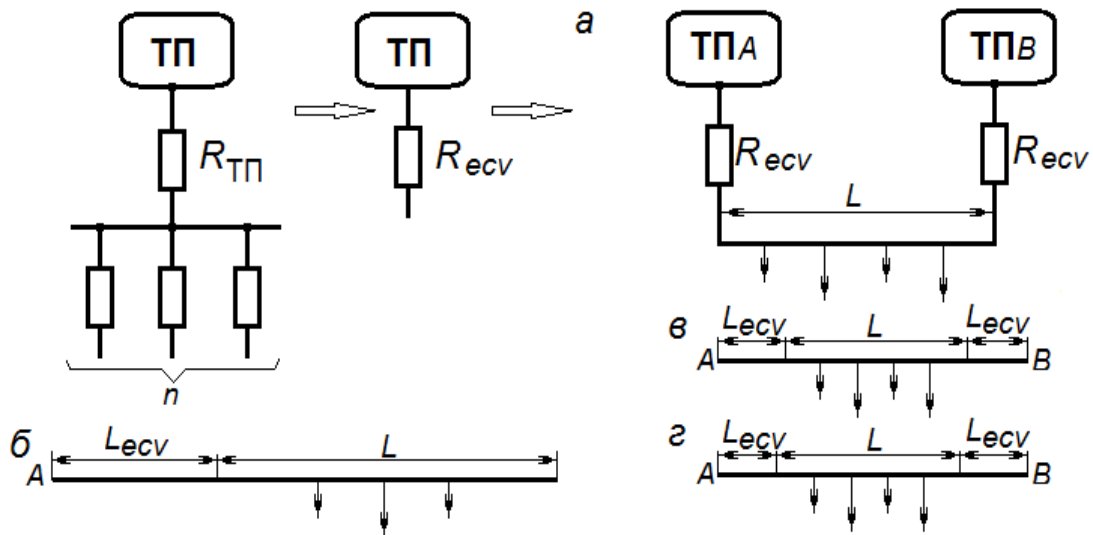


Рисунок 5.3 – Розподіл опорів живильних ліній тягових підстанцій:
а – заміна реальних опорів на еквівалентні; б – розрахункова схема за одностороннього живлення; в, г – розрахункові схеми за двостороннього живлення

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

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

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

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

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

Виходячи з прийнятих припущень, можна сказати, що цей 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 як зворотній провід використовуються ходові рейки. Контактна мережа секціонується, і схема приєднання позитивних живильних ліній до

контактної мережі найчастіше не збігається зі схемами приєднання негативних живильних ліній до рейкової мережі. Так само число позитивних живильних ліній може не збігатися з числом негативних.

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

Цей метод розрахунку трудомісткий і застосовується рідко, а саме тільки для ліній, де чітко витримується графік руху ЕРС.

5.3 Метод рівномірно розподіленого навантаження

Цей 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 їхніх струмів, а також параметрів 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 типу;

τ – кількість типів ЕРС на ділянці.

За однотипного 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 одноколіїної ділянки:

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

Кількість ЕРС для двоколіїної ділянки:

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

де N – частота руху ЕРС, год;

T_y – час ходу по ділянці в одному напрямку, год;

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

Для наземного міського транспорту кількість ЕРС на ділянці:

– для одноколіїної:

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

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

– для двоколіїної ділянки

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

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. Із застосуванням сучасних програм можна отримати не тільки необхідні параметри тягової мережі, але і розрахувати найбільш напружені і недовантажені її ділянки.

Загалом цей 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

Цей 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 деяких факторів вводяться 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 одноймовірна;
- ЕРС незалежно один від одного і споживають будь-які струми, значення яких знаходяться в можливих межах.

Практично наведені припущення є реальними. Тому помилки, які наявні при розрахунках, взаємно компенсуються, що забезпечує достатньо високу міру 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 у розрахунковий інтервал часу.

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

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

Середня величина струму ЕРС визначається за діаграмами струмів або за питомою витратою 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).

Таблиця 5.1 – Середнє значення питомої витрати електроенергії

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

Перерахунок середньої величини струму на інші умови:

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

де k_i – поправка на ухили;

k_y – поправка на багатопускові режими ЕРС за різних умов 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.

Для більш точних розрахунків параметрів використовуються криві споживання струму ЕРС у різні періоди часу, що веде до розрахунку трудомісткості. Цей метод також використовується для розрахунку тягової мережі з однобічним і двобічним живленням, використовуючи сучасні програми. 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, здебільшого, метод перетину графіка (див. п. 5.2). Недоліком цього методу є те, що він не дозволяє отримати значення максимальних навантажень тягової мережі під час проектування її на перспективу, тому що неможливо чітко визначити ймовірність відхилень графіків рухів ЕРС і важкі умови роботи в системі електропостачання.

Під час реальних розрахунків використовується метод безпосереднього розташування ЕРС, який має свої особливості.

На ділянці, що розглядається, намічають розташування ЕРС, який відповідає найбільш несприятливим можливим випадкам. Водночас вважається, що кожен ЕРС споживає найбільший можливий струм на

кожній ділянці. Таким чином отримуються деякі миттєві схеми і визначаються струми живильної лінії. Найбільше з отриманих значень є максимальний струм контактної мережі від живильного пункту, або той же максимальний струм живильної лінії.

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

Тому в цьому 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 із середнім значенням кількості ЕРС на ділянці (рис. 5.4).

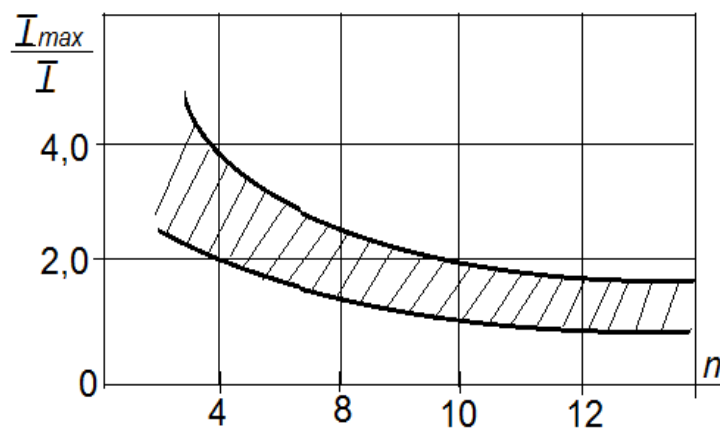


Рисунок 5.4 – Залежність відношення максимального струму до середньої кількості поїздів на ділянці

Цей метод розрахунку є орієнтовним, але він дозволяє визначити максимальні значення навантажень на живильних лініях і ТП.

Як розрахункове максимальне значення струму живильної лінії обираються значення не фізичного максимуму, а деякі менші значення з урахуванням того, що ймовірність порушення нормальної експлуатації ЕРС будуть рідкісними. Така ймовірність визначається допустимим значенням (p_{dop}). На практиці приймається $p_{dop}=10^{-5}...10^{-3}$, 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 МЕТ, 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 ЕРС, що буде менше для ЕРС, який працює в режимі рекуперативного гальмування. Якщо енергія, що віддається в мережу за період рекуперації, більше споживаної з мережі за періоди тяги, то середній струм ЕРС може бути негативним.

Максимальне значення струму рекуперації при надлишковій енергії:

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

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 ($z_p = 3,1$ за $p_{dop} = 10^{-3}$; $z_p = 4,3$ за $p_{dop} = 10^{-5}$);

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 щодо доцільного встановлення на тяговій підстанції інвертора або пристрою, який поглинає енергію рекуперації.

Визначення кількості n ЕРС, що працюють у режимі рекуперації, залежить від напруги на струмоприймачі. Наприклад, якщо напруга U у режимі рекуперації має максимальне значення, то необхідно враховувати тільки ЕРС, що знаходяться на конкретній ділянці. Якщо напруга U у режимі рекуперації має значення нижче максимального, то можна враховувати всі ЕРС, які отримують живлення від певної ТП.

Отже, показані методи розрахунку електричних параметрів контактної мережі залежить від багатьох факторів, які впливають на точність і ефективність обчислювань. Тому в кожному конкретному випадку визначаються їхні переваги.

Контрольні запитання

1. Що враховується під час перевірочних розрахунків 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 у режимі рекуперації на лінії?

6 КОНТАКТНА МЕРЕЖА ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

6.1 Загальні відомості про контактні мережі електричного транспорту

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

Контактна підвіска – система підвішування контактних проводів до підтримувальних конструкцій. Відстань між точками кріплення контактної провладу до опорних конструкцій називається довжиною прольоту контактної підвіски. Для кріплення контактних проводів і підтримувальних конструкцій використовується різна арматура з ізоляцією або без неї.

Контактні мережі з контактними підвісками класифікують:

- за видом електрифікованого транспорту (магістрального, високошвидкісного, трамвая і тролейбуса, кар'єрного транспорту, копальневого підземного та ін.);
- за родом струму і номінальній напрузі ЕРС, що живиться від контактної мережі;
- за розміщенням контактної підвіски відносно осі рейкового шляху для центрального (магістрального) або бічного (промислового транспорту) струмоз'єму;
- за типами контактної підвіски – контактні мережі з простою, ланцюговою або спеціальною підвіскою;
- за особливостями виконання – контактні мережі перегонів, станцій, для мистецтв, споруд.

Основними елементами контактної мережі з контактною підвіскою є:

- проводи контактної мережі (контактний, несучий, підсилювальний);
- опори, підтримувальні пристрої (консолі, гнучкі і жорсткі поперечки, тощо);
- ізолятори.

Контактна мережа (рис. 6.1) з підвіскою залежно від виду та конструкції класифікується як:

- *проста жорстка*, де контактний дріт вільно висить між розташованими на опорах точками підвісу і кріпиться жорстко на підтримуючих конструкціях (рис. 6.1, а). Довжина прольоту в таких

підвісках становить 30–35 м. Чим жорсткіше підвіска, тим менш надійний контакт зі струмознімачем під час руху ЕРС. Застосовуються такі підвіски для пристроїв контактної мережі в умовах кар'єрів, а також для трамвайних мереж;

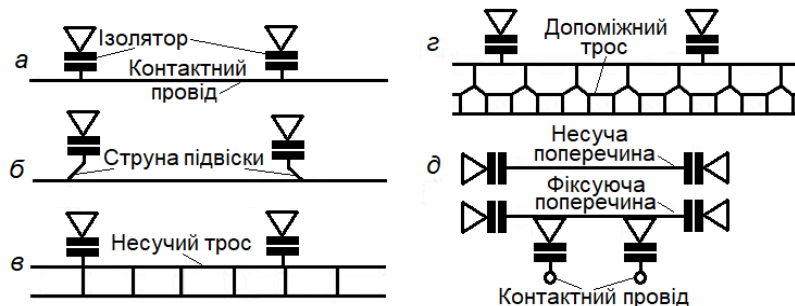


Рисунок 6.1 – Основні типи контактних підвісок:

- а – проста жорстка підвіска; б – проста маятникова підвіска на похилих струнах;
 в – ланцюгова жорстка підвіска; г – подвійна підвіска;
 д – поперечна ланцюгова підвіска

– *проста маятникова* (на похилих струнах, рис. 6.1, б) є еластичною з невеликим зигзагоподібним розташуванням контактного проводу. Така конструкція підвіски здатна компенсувати температурні зміни натягу проводів при їх жорсткому закріпленні на кінцях. Це дозволяє збільшити довжину прольоту до 40 м і швидкість руху ЕРС до 50 км/год;

– *ланцюгові підвіски* (рис. 6.1, в) мають контактний провід, що кріпиться до підтримуючих конструкцій на вертикальних струнах за допомогою несучого тросу. Залежно від розташування фіксуючих струн розрізняють жорсткі (рис. 6.1, в) і еластичні підвіски (рис. 6.1, г).

При використанні ланцюгової підвісці швидкість ЕРС може досягати 80 км / ч. Для швидкісного трамвая за швидкостей руху більше 100 км/год застосовується подвійна ланцюгова підвіска без жорстких точок кріплення контактного проводу та його прогину (рис. 6.1, д). Розрізняють поздовжню і поперечну ланцюгові підвіски:

– *поперечно-ланцюгова*, у якої контактний провід висить не вільно між опорами контактної мережі, а на часто розташованих проволочках, так званих струнах, які прикріплені іншим кінцем до несучого тросу;

– *подовжньо-ланцюгова*, яка має натягнутий уздовж траси подовжній трос, що підвішений на жорстких або гнучких поперечках. До нього за допомогою струн підвішений контактний провід мережі. Така підвіска еластична. Це зменшує знос проводу і подовжує його термін експлуатації;

– *полігонна підвіска* використовується при проходженні лінії електротранспорту під штучними спорудами, на криволінійних ділянках, міських площах і т.п. У цьому випадку вся підвіска і контактний провід розташовуються в горизонтальній площині;

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

Повітряна контактна мережа підвішується на різних опорах, а між точками підвіски спостерігається провисання контактного проводу. Велика стріла провисання шкодить контактній мережі, оскільки рухомий струмоприймач (уздовж контактного дроту) може в точках підвіски відриватися від дроту. У момент відриву між струмоприймачем і дротом утворюється електрична дуга. 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 дозволяє:

– використання еластичної підвіски;
– регулювання натягнення дроту з метою зменшення стріли провисання, яке може здійснюватися як вручну (двічі на рік), так і автоматично, за допомогою противаги. 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 її секціонування, а контактна мережа розбивається на ділянки, так звані секції. Кожна секція живиться від окремого фідера, що під'єднаний до тягової підстанції з використанням СІ. У разі несправності на ТП (або пошкодження фідера) секція може отримувати живлення від іншої найближчої ТП. Це підвищує надійність контактної мережі, забезпечуючи безперебійну подачу електроенергії.

Контактні мережі з контактною рейкою становлять 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) слугує рейкова мережа.

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

Сучасні контактні рейки виготовляються з м'якої сталі. Форма і поперечні розміри ідентичні за формою і розмірами звичайних рейок. Контактна рейка кріпиться до кронштейнів за допомогою ізоляторів, які, зі свого боку, монтуються на шпали ходових рейок.

Основна сфера застосування контактних рейок – це підземний залізничний транспорт, зокрема, для забезпечення руху поїздів метрополітену, або на відкритих лініях за відносно невисокої напруги (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.

Контактні рейки становлять підвищену небезпеку для людини при дотику до них, тому що вони знаходяться під високою напругою. Для запобігання враження людини електричним струмом розрізняють два типи контактних рейок:

- *бічна*, яка закрита зверху і з боків ізоляційним коробом, а електроживлення знімається знизу контактним «череви́ком», що проходить під нею;

- *нижня*, за якої відсутня ізоляція контактного проводу.

Залежно від того, як розташована контактна поверхня, розрізняють такі види струмознімання: знизу; зверху збоку (контактна рейка повернута на 90 градусів).

Контактні мережі для кожного виду міського електротранспорту мають свої особливості. Розглянемо їх у наступних підрозділах.

6.2 Контактна мережа тролейбуса і основні її елементи

Контактна мережа тролейбуса становить повітряну систему, що призначена для передачі електроенергії з тягових підстанцій на ЕРС.

Конструкція контактної мережі тролейбуса відрізняється від контактної мережі рейкового транспорту (трамваю, метрополітену), а саме:

- відсутністю постійного електричного контакту з поверхнею, яку можна було б використовувати як другий провід;
- відхиленням від контактної мережі (як мінімум на сусідню смугу руху), що визначається вимогою маневреності.

До особливостей контактної мережі тролейбуса належать:

- наявність двопровідної контактної мережі, яка має дроти, що закріплені на невеликій відстані та надійно ізольовані один від одного. Це передбачає більш складну конструкцію як прямих ділянок мережі, так перетинів і розгалужень;
- застосування секційних ізоляторів для ізоляції ділянок, а також проводів різної полярності в місцях перетину;
- використання штанги зі струмоприймачем тролейбусу, через які здійснюється контакт і відбувається його електроживлення;
- використання спеціальних кривих тримачів для згладжування поворотів ЕРС;
- застосування перетинів особливої конструкції як для тролейбусних ліній при перетинанні між собою, так і з трамвайними лініями;
- встановлення спеціальних стрілок, до того ж розбіжні стрілки обов'язково мають бути керованими;
- використання термокомпенсаторів або регуляторів натягу проводів.

Усі ці особливості роблять контактну мережу тролейбуса порівняно складною і важкою, що створює 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 має бути в точках підвішування $5,7 \pm 0,1$ м;
- напруга в контактній мережі тролейбуса здебільшого має становити не менше 600 В;
- падіння напруги в будь-якій точці контактної мережі не повинно перевищувати 15 % від загальної напруги контактної мережі.

Основними елементами контактної мережі тролейбуса є:

- опори та опорні конструкції;
- контактні підвіски;
- арматура і спецчастини;
- контактні, живильні та зміцнювальні дроти.

Як *опори* (рис. 6.2 і рис. 6.3) для контактної мережі тролейбуса можуть використовуватися як стовпи (переважно), що розраховані на вагу контактної мережі, так і стіни будівель і споруд. Кріплення контактної підвіски до стін будівель здійснюється з використанням шумо- і віброгасників.



Рисунок 6.2 – Опори контактної мережі тролейбуса



Рисунок 6.3 – Елементи конструкції опор контактної мережі тролейбуса

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

Залізобетонні опори залежно від форми перерізу, виготовляють з центрифугованого, віброваного або вібропресового бетону. До переваг

залізобетонних опор належать їхня низька металоємність, довговічність, стійкість проти корозії. Опори також не вимагають систематичного забарвлення. Однак вони в два рази важче металевих і за тих саме розмірів 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 кг до 900 кг.

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

Металеві трубчасті опори в експлуатації зручніше залізобетонних, мають більш високі міцні якості. Їхні технологічні якості вище, тому що вони зроблені складовими з труб різного діаметра.

До опор кріпляться підвіски контактної мережі. Найбільш поширеними є такі види (рис. 6.3):

- *проста некомпенсована підвіска* на гнучких перетинах (рис. 6.3, а), яка є проста у спорудженні, не складна в обслуговуванні і забезпечує найменшу максимальну швидкість руху тролейбусів. Під час використання її провисання контактної дроту найбільше позначається на зносі струмоприймачів і контактної дроту. Тому опори доводиться розташовувати достатньо часто, а крім того, більш ретельно контролювати натяг контактної дроту;

- *поперечно-ланцюгова некомпенсована підвіска* (рис. 6.3, б), яка має покращену якість кріплення контактної дроту, а саме його горизонтальну і вертикальну стабілізацію, а також однорівневе розташування позитивного і негативного дротів;

- *поздовжньо-ланцюгова підвіска* на кронштейні (рис. 6.3, в), яка може виконуватися компенсованою і некомпенсованою, а також на гнучких поперечках. Переваги її: хороша еластичність, добрий контакт, доступність високих швидкостей руху ЕРС. На приміських або виносних лініях дозволяється розташовувати опори на збільшеній відстані. Недоліки: велика складність, вага;

- *маятникова підвіска* (рис. 6.3, г) дозволяє виключити як сезонні регулювання натягу контактних дротів, 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 °С) річною амплітудою температури атмосферного повітря;

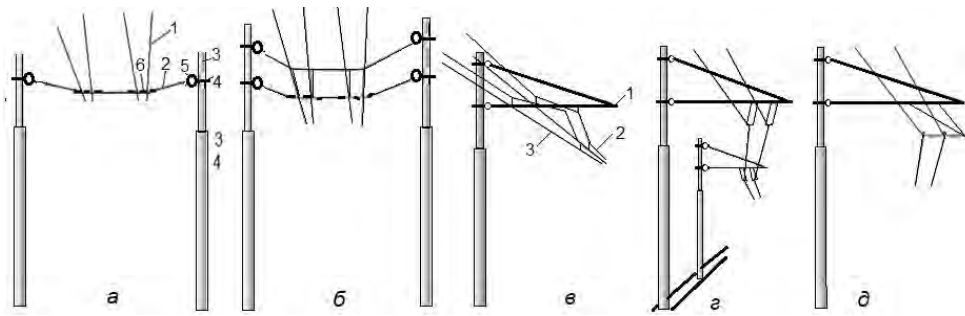


Рисунок 6.3 – Види підвісок контактної мережі:

а – проста (некомпенсована) (1 – контактний провід; 2 – поперечний трос; 3 – опора; 4 – хомут; 5 – пряжечний ізолятор; 6 – ізолятор з дельта-деревини); *б* – поперечно-ланцюгова некомпенсована; *в* – поздовжньо-ланцюгова на кронштейні (1 – кронштейн; 2 – подовжній трос; 3 – контактний дріт) *г* – маятникова; *д* – кріплення контактного дроту на кронштейні при повороті лінії

– *варіант кріплення контактного проводу на кронштейні при повороті лінії* (рис. 6.3. *д*). Часто такий варіант підвіски комбінується з поздовжньо-ланцюговою для запобігання переміщення проводів у горизонтальній площині і використовується тільки за достатньо малого кута зламу (повороту) лінії. За великих кутів зламу використовують відтяжки від опор, які знаходяться поза кутом повороту. Переваги: можливість проходження тролейбусами поворотів на доволі великих швидкостях (близьких до швидкостей проходження прямих ділянок із поздовжньою схемою ланцюгової підвіски контактних проводів). Типові підвіси і їх основні елементи подано на рисунку 6.4.

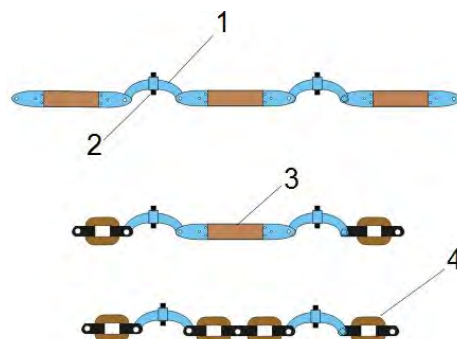
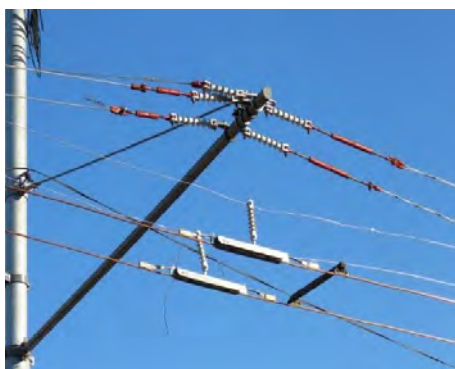


Рисунок 6.4 – Типові виконання напівжорстких підвісок контактної мережі тролейбуса: 1 – підвіс неізольований двуплечий; 2 – місце закріплення контактного проводу; 3 – ізолятор з дельта-деревини; 4 – ізолятор пряжечний

Контактні проводи виконують функції передачі електричної енергії ЕРС через безпосередній контакт з його струмоприймачем. Від ковзання контактних вставок струмоприймачів дріт стирається, а також піддається динамічним навантаженням від ударів несправних струмоприймачів, вигинів штанг і вібрацій під впливом руху ЕРС.

Під час відриву струмоприймачів від проводу під навантаженням утворюється підгар з оплавленням поверхні проводу. Температура проводу може бути значною в умовах підвищених навантажень і особливо в вимушеному режимі роботи ЕРС. Залежно від погодних умов провід працює при великому або зменшеному натягу і під час дії зовнішніх сил (впливу вітру та ожеледиці).

Для роботи в таких умовах у контактного проводу мають бути високі механічні та електричні властивості: механічна міцність, ізносотермостійкість, електропровідність, стійкість щодо дії електричної дуги та тривалих термінів експлуатації.

Контактний провід виготовляють із твердотягнутої електролітичної міді. Контактні проводи мають стандартний профіль і площу поперечного перерізу 85 мм², 100 мм² та 150 мм² (рис. 6.5). Найбільш поширені мідні фасонні проводи марки МФ або марки Брф (контактний бронзовий фасонний, див. розділ 1).

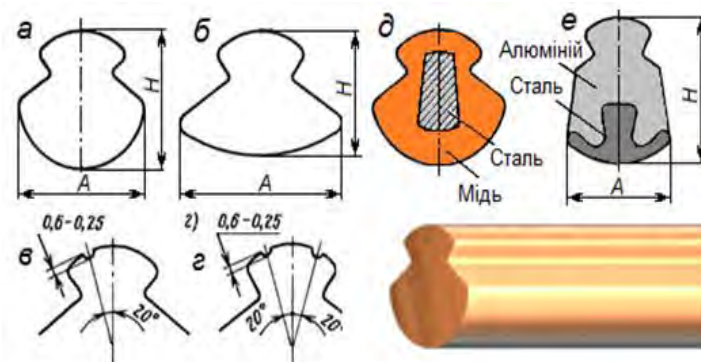


Рисунок 6.5 – Профілі, розміри та матеріали контактних проводів:

а – мідний фасонний; б – мідний овальний; в, г – проводи з канавками;

д – сталемідний; е – сталеалюмінієвий

Для збільшення терміну експлуатації контактних проводів використовують різні технічні рішення (наприклад, сухе графітове мастило мідних накладок на полозі струмоприймача), що знижує їхній знос. У горизонтальній площині контактний провід розташований зигзагоподібно щодо осі шляху з відхиленням у кожної опори на ± 300 мм.

Завдяки цьому забезпечуються його вітростійкість і рівномірне зношування контактних пластин струмоприймачів.

Для другорядних ліній і таких, що рідко використовуються, застосовують також проводи перерізом 65 мм^2 .

Допустимо використовувати біметалічний контактний провід зі сталеву робочу поверхню і з алюмінієвою струмопровідною частиною марки ПКСА-80/10 (рис. 6.5, *д-е*).

При великих електричних навантаженнях контактної мережі, особливо на вильотних лініях, паралельно контактного проводу підвішують підсилювальний дріт, який поєднують із контактним проводом через кожні 250–300 м. Цим досягають збільшення перерізу контактного проводу. Як підсилювальний дріт використовують алюмінієвий багатожильний дріт без ізоляції.

Надійність енергопостачання тролейбуса багато в чому залежить від прийнятих схем живлення і секціонування контактної мережі. Зону контактної мережі, що обслуговується тяговою підстанцією, розбивають на ізольовані один від одного ділянки (секції), кожна з яких отримує електроенергію від свого живильного кабелю.

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

Кількість живильних ліній дорівнює кількості ізольованих ділянок контактної мережі, а струм по цим лініям надходить до «плюсового» контактного проводу, розташованому ближче до проїзної частини. Струм, що проходить через силовий ланцюг тролейбуса, надходить у «мінусовий» контактний провід, який розташований ближче до тротуару. По відсмоктувальному кабелю він повертається на шини розподільного пристрою постійного струму ТП.

Відсмоктувальні і кабельні лінії, що живлять по перерізу, марка кабелю, траси прокладки однакові і в аварійних ситуаціях можуть замінити один одного. Кабельні лінії виконують переважно підземними з виводами на кінцеві опори контактної мережі.

До спеціальних частин контактної мережі належать:

- секційні ізолятори;
- криві тримачі;
- тролейбусні стрілки;
- тролейбусні та трамвайно-тролейбусні перетини;
- кронштейни для стиків проводів.

Секційні ізолятори поділяють контактну мережу на окремі ділянки між якими встановлений повітряний проміжок. Під час проходження струмоприймача через ізолятор виникає електрична дуга, яка здатна перекрити повітряний проміжок між двома ізольованими ділянками і тим самим повністю зруйнувати ізолятор. Тому в контактній мережі тролейбуса застосовується пристрій для гасіння електричної дуги (рис. 6.6).

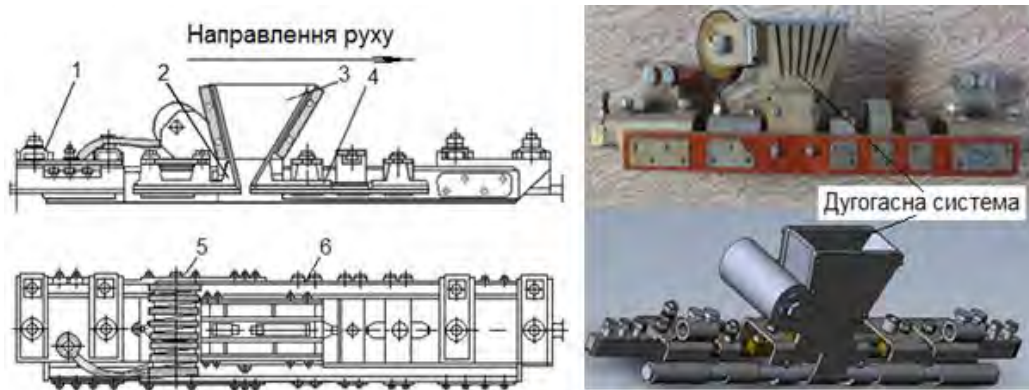


Рисунок 6.6. – Секційний ізолятор типу CI-6Д:

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

Відповідно до рисунку 6.6 контактні проводи підводять до CI 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 проводом. Другий ходовий елемент (4) електрично нейтральний і відділений повітряними зазорами від кінців ізолятора, що знаходиться під потенціалом приєднаних ділянок контактної мережі.

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

Струмоприймач тролейбуса, перебуваючи на струмовому елементі СІ, може отримати струм тільки через дугогасильну котушку. Електромагнітне поле, що виникає при цьому, взаємодіє з полем електричної дуги і зтягує її по рогах у камеру, де вона розтягується і гасне. Застосування електромагнітного гасіння електричної дуги підвищує надійність і довговічність СІ. Проте, незважаючи на наявність дугогасильного пристрою СІ, тролейбусу необхідно проїжджати в режимі вибігу.

Криві тримачі (рис. 6.7) встановлюють для створення на контактних проводах плавної кривої повороту.

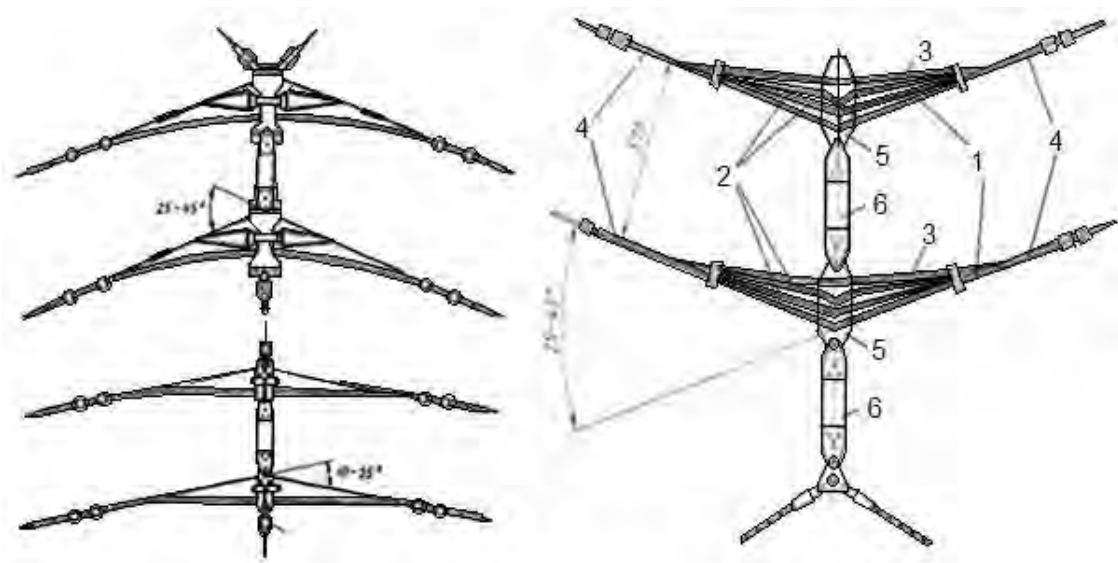


Рисунок 6.7 – Криві тримачі та їхні елементи:

- 1 – контактний провід, 2 – запобіжна решітка, 3 – полоз, 4 – кінцева частина,
5 – п'ята, 6 – ізолятор

Завдяки тримачам не створюються у місцях повороту контактної мережі складної системи підвісу, яка погіршує умови струмознімання. Такі конструкції тримачів допомагають голівці струмоприймача пройти ділянку кривої і можуть змінювати напрямок контактного проводу до 45° .

Контактний дріт (1), що піднятий вище полоза (3) (по якому ковзає головка струмоприймача на ділянці кривої), закріплений на п'яті (5) кривого тримача. На полозі (3) кріпляться спеціальні кінцеві частини, що забезпечують відвід контактного проводу і плавний перехід головки струмоприймача тролейбуса на полоз (3) кривого тримача. Довжина полоза і конструкція підвісу кривого тримача, а отже, і самого тримача залежать від необхідного кута повороту лінії контактної мережі.

Тролейбусні стрілки призначені для перекладу струмоприймача на одну лінію контактної мережі в місцях злиття двох ліній траси (рис. 6.8). Вони прості за конструкцією.

Контактні проводи лінії, що сходяться, закінчуються напрямними, які розташовані на плиті стрілки. При вході з будь-якої лінії траси на стрілку головка струмоприймача ковзає обоймою вздовж спеціальних напрямних, встановлених на плиті стрілки.

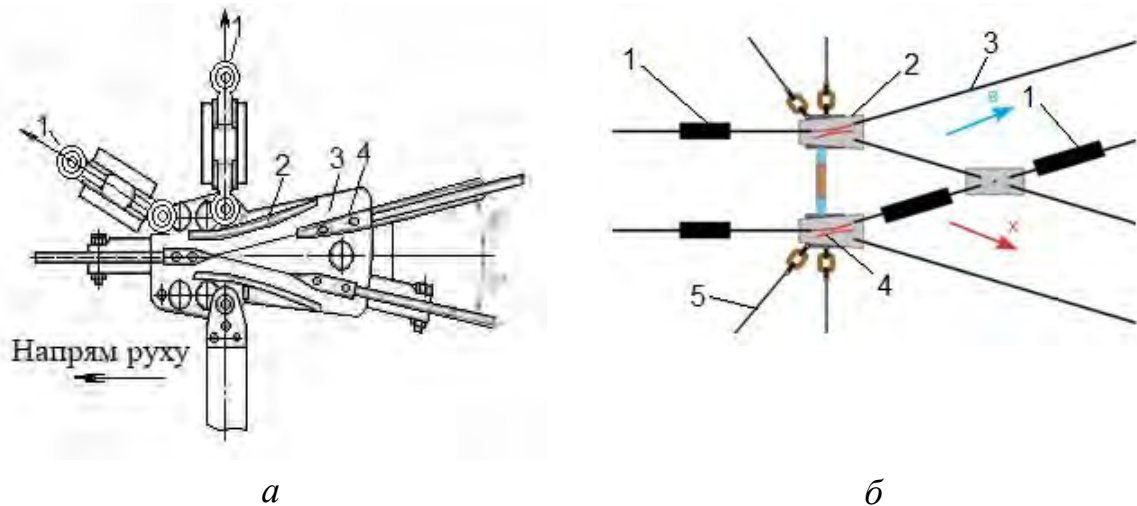


Рисунок 6.8 – Види стрілок для переведення лінії контактної мережі тролейбуса:

вид *а*: 1 – анкерний трос, 2 – напрямний борт, 3 – плита, 4 – нерухоме перо;
 вид *б*: 1 – секційний ізолятор; 2 – плита; 3 – контактний провід; 4 – рухливий пір'я;
 5 – анкерний трос; X – напрямок руху з увімкненим двигуном;
 B – напрямок під час руху вибігу

Це виводить головку струмоприймача на новий напрямок лінії траси, що йде з подібної стрілки. Підвішують стрілку на спеціальному анкерному тросі для того, щоб не створювати на контактні проводи і систему їх підвісу додаткового навантаження.

Стрілка складається з двох половин, встановлених на проводах тролейбусної контактної мережі. Вони мають по електромагніту, які при спрацюванні кожен відхиляє своє перо стрілки.

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

При повороті ліворуч водієві потрібно проходити стрілку з включеним силовим ланцюгом: контактний дріт (позитивний) – ліва котушка стрілки – ліва штанга – активний опір – права штанга –

права котушка стрілки – контактний дріт (негативний). Разом із тим спрацьовують обидві електромагнітні котушки і переводять пір'я стрілки для лівого спрямування руху. У такому положенні вони утримуються доти, поки «черевики» обох штанг не пройдуть стрілку. Ланцюг розривається, котушки знеструмлюються, і пір'я стрілки під дією пружин повертаються в положення для руху в напрямку праворуч.

Для переводу струмоприймача з однієї лінії на другу встановлюють змінні (керовані) стрілки (рис. 6.9).

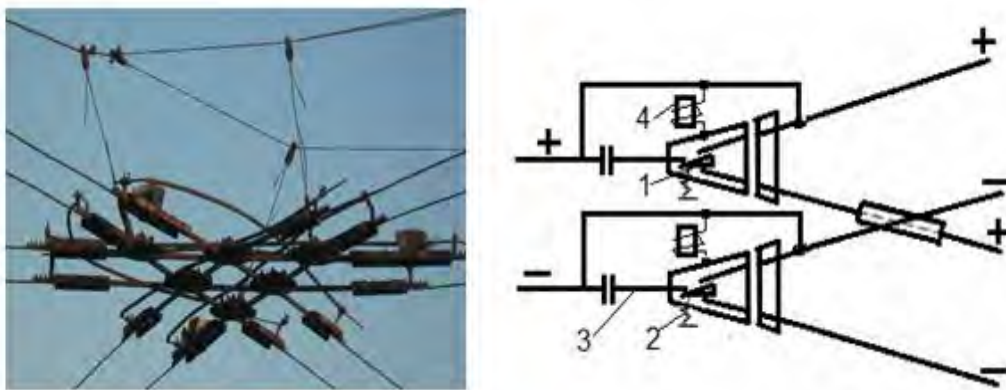


Рисунок 6.9 – Зовнішній вид автоматичної стрілки та її основні елементи:

1 – рухливе перо, 2 – утримувальна пружина, 3 – ізольована контактна вставка,
4 – котушка електромагніту

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

Якщо водій головою струмоприймача тролейбусу проїде ізольовану від контактного проводу підставу стрілки (3) при увімкненому тяговому двигуні, то механізм переведення пера стрілки не увімкнеться і струмоприймачі перейдуть на напрям праворуч.

Якщо струмоприймачі тролейбусу проходять ізольовану вставку при увімкненому ТЕД, то струм його живлення пройде через котушки електромагнітів (4) приводу пера стрілочного переводу. Котушки, притягнувши якір електромагніту, переведуть перо стрілки у положення, що забезпечує рух головок струмоприймача тролейбусу по лівому напрямку.

Перо стрілки утримується в положенні, що забезпечує лівий напрямок руху головок струмоприймача до того часу, поки вони не пройдуть передбачений на плиті стрілки повітряний зазор, що утворений з'єднанням обох їхніх половинок плити пластинами з ізоляційного матеріалу. Під час проходження повітряного зазору головками струмоприймача знеструмлюються котушки електромагнітів і пів'я стрілки повертаються пружинами в положення, що забезпечує правий напрям руху.

Перетини тролейбусних ліній використовують при перехрещенні напрямів руху тролейбусів як один із одним, так і з лініями трамвая. Вони виконані з поступово змінною висотою, яка сприяє плавному переходу струмоприймачів по напрямних плити стрілки (рис. 6.10).

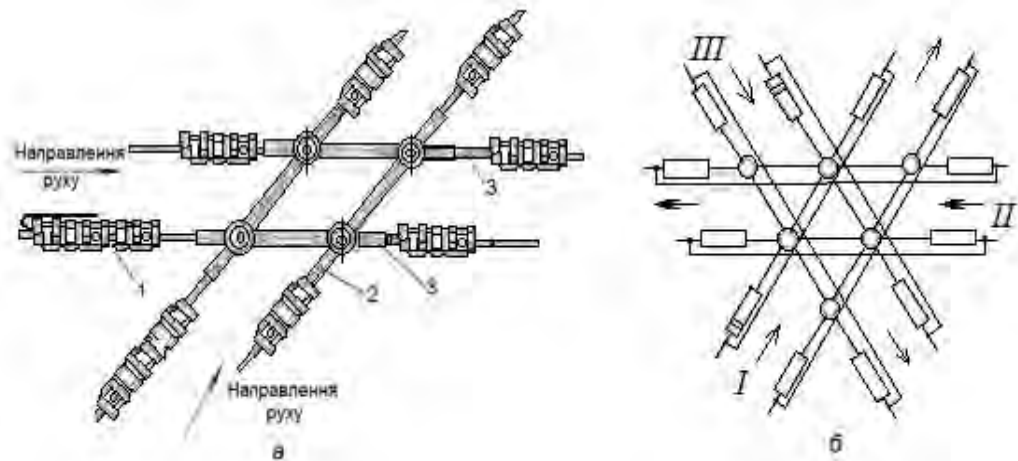


Рисунок 6.10 – Перетини тролейбусних ліній:

- вид а: 1 – секційний ізолятор з дугогасінням, 2 – розбірний брус, 3 – нерозбірний брус
 вид б: 1 – центри зустрічі (на три напрямки), 2 – центри зустрічі (на два напрямки);
 3, 6, 7 – з'єднувальні шини, 4 – секційні ізолятори без дугогасіння;
 5 – секційні ізолятори з дугогасінням; 8 – перемички для передачі електроенергії з однієї лінії на другу. I-III – напрямки руху ЕРС

Кут між контактними проводами (у зоні стрілочного перевodu), прийнятий 20° . Конструкція перетинів контактних проводів тролейбуса або тролейбуса з трамваєм повинна гарантувати надійну електричну ізоляцію між проводами. Тому перетин тролейбусних проводів різних напрямків допускається за кутів зустрічі $50-90^\circ$, перетину тролейбусних проводів з трамвайними – за кутів зустрічі $40-90^\circ$.

Максимальна розрахункова швидкість руху під перетином складає 25,2 км/ч. Головки струмоприймача тролейбуса проходять через перетин із лінією трамвая (рис. 6.11) по контактних проводах, що нероз'ємні та прикріплені до конструкції звичайними затискачами.

Струмоприймачі трамвая проходять через перетин, який встановлено дещо нижче рівня контактних дротів тролейбуса. Таке положення перетинів унеможливує дотик струмоприймачем трамвая контактних проводів тролейбуса. Завдяки такій конструкції допускається рух через перетин лінії трамвая і тролейбуса без зниження швидкості.

Кронштейни використовують для підвішування контактного проводу і виготовляють їх із труб діаметром 60–90 мм та кріплять щодо опори хомутом.

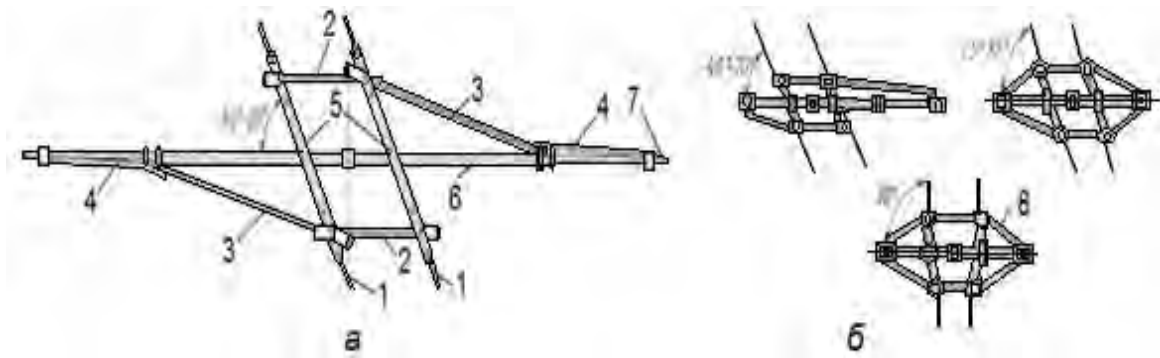


Рисунок 6.11 – Перехрещення трамвайної та тролейбусної ліній:

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

Від металевих опор кронштейни електрично ізолюються. Довжина кронштейна 3,3–8 м. З'єднання контактних проводів здійснюється сталевим стиковим затискачем (рис. 6.12), який становить цільний конструктивний елемент, що має поздовжній паз та відповідає профілю контактного дроту.

Кінці проводів (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.

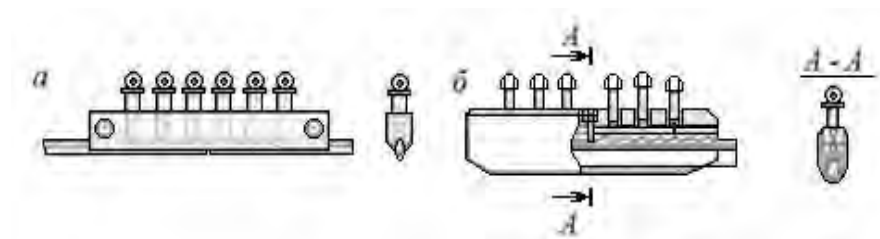


Рисунок 6.12 – Затискачі стиковий (а) і охоплюваний (б)

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 великим зусиллям. У результаті у торцях дроту відбувається дифузійне зварювання стику. За міцністю такий стик мало чим відрізняється від суцільної частини дроту.

6.3 Контактна мережа трамвая і основні її елементи

Трамвай – вид міського (у рідкісних випадках приміського) пасажирського (у деяких випадках вантажного) транспорту з максимально допустимим навантаженням на лінію (до 30 000 пасажирів в годину), у якому вагон (склад із вагонів) приводиться в рух по рейках завдяки електричній енергії.

Трамваї виникли наприкінці XIX століття. Сучасні трамваї (рис. 6.13) відрізняються від своїх попередників конструкцією. Проте основні принципи пристрою трамвая, що надають його переваги перед іншими видами транспорту, залишилися практично незмінними.

У ранній період електропостачання трамваїв не мало достатнього розвитку, тому майже кожне нове трамвайне господарство мало власну тягову підстанцію. Сучасні трамвайні господарства отримують електроенергію від електричних мереж загального призначення.

Електроживлення трамваю відбувається від контактної мережі, що з'єднана з тягово-знижувальною підстанцією, яка розташовується в місцях їх експлуатації. Номінальна напруга на виході тягової підстанції складає 600 В, а номінальною напругою на струмоприймачі рухомого складу вважається 550 В.

Електрична схема вагона трамвая складається зі:

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

На перших трамваях використовувалась так звана третя рейка, яка використовувалась як контактна. Проте з деяких причин (бруд, дощ, виникнення КЗ та ін.) контактна рейка була змінена на повітряну контактну мережу з одним дротом.

Основним елементом трамвая, що сприймає електроенергію від контактної мережі, є струмоприймач (рис. 6.13), який розташовується на даху трамвайного вагона. За допомогою струмоприймача відбувається живлення трамвая постійним електричним струмом, а рейки слугують «мінусом» в електричному ланцюзі.

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

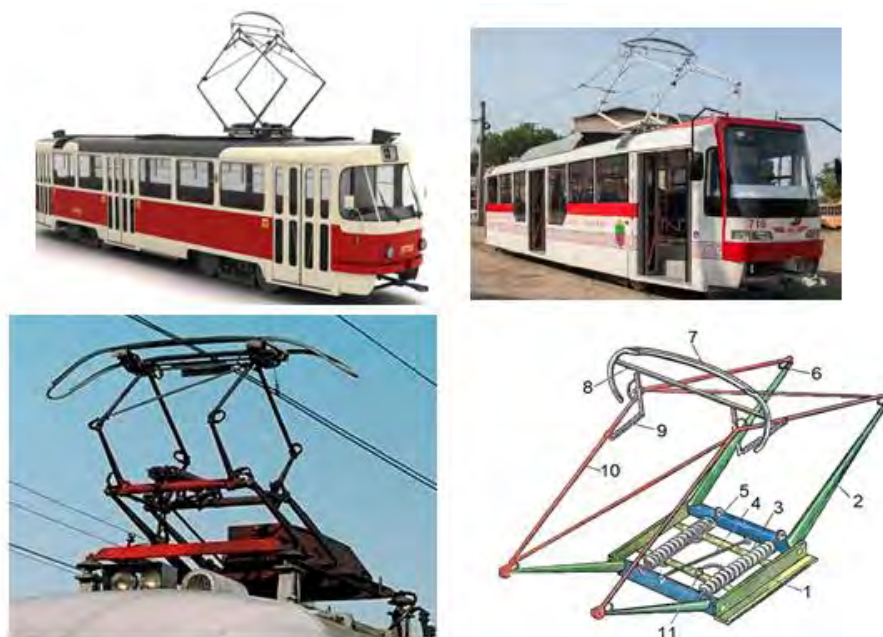


Рисунок 6.13 – Зовнішній вигляд трамвая та струмоприймача

- 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

Після досягнення необхідної швидкості водій трамваю встановлює ручку контролера в нульове положення, струм вимикається, і вагон трамваю рухається за інерцією. Крім того, на відміну від безрейкового транспорту, так рухатися він може достатньо довго (це сприяє економії енергії).

Для гальмування трамвая контролер встановлюється на гальмівну позицію. ТЕД з'єднуються з реостатами і вагон починає гальмуватися. Після досягнення швидкості близько 3–5 км/год автоматично вмикаються механічні гальма трамваю.

Для трамвая в різних умовах можуть використовуватися як звичайні рейки залізничного типу, так і спеціальні трамвайні (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.

Рейка для сучасних трамваїв укладається в спеціальний гумовий жолоб, що розташований в монолітній бетонній плиті. Рейковий шлях такого вигляду слугує без ремонту набагато довше, а також повністю гасить вібрацію і шум на лінії під час проходження трамваю та ліквідує «блукаючі струми». Переїзд покладеної за сучасною технологією рейкової лінії не становить труднощів для автомобілістів.

Трамвайні рейки укладаються на необхідну основу з щебеню та мають бетонні шпали, 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 сталесалюмінієвих дротів. Пару секцій з різною висотою підвіски виконуються з ухилом проводки відносно до поздовжнього профілю шляху. Відхилення може варіюватися від 20 до 40 % залежно від складності і умов ділянки прокладки лінії. На прямих ділянках контактна мережа трамвая розташовується зігзагоподібно. Крок зігзагу існує незалежно від типу підвіски і не перевищує чотирьох прольотів. Необхідно відзначити і величину відхилення контактних кабелів від осі струмоприймача, яка становить не більше 0,25 м.

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, і далі – з пир'ями стрілки (рис. 6.14).

Працює система керування стрілкою від контактної мережі трамвая напругою 600 В. Один з електроприводів стрілочного механізму

серієсний (С), який увімкнений в електричний ланцюг послідовно з ланцюгом трамвайного вагону і встановлюється в коробці стрілки праворуч по ходу руху трамваю. Другий – шунтовий (Ш), що увімкнений в електричний ланцюг паралельно і встановлюється в коробці стрілки праворуч по ходу руху трамваю ліворуч.

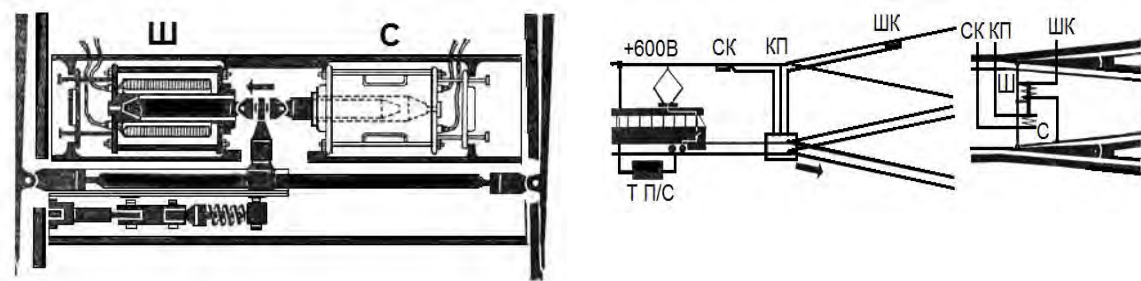


Рисунок 6.14 – Електрифікована система керування стрілкою

та основні її елементи: С – серієсний електропривод;

Ш – шунтовий електропривод; СК – серієсні контакти;

КП – контактний провід; ШК – шунтові контакти

На контактному проводі (через 16–18 метрів) перед стрілкою знаходяться серієсні повітряні контакти (СК), які опускають струмоприймач (дугу) трамвая, плавно відриваючи її від контактного проводу (КП). На лівому напрямку (від 25 м за стрілкою), на одному рівні з КП встановлені шунтові повітряні контакти (ШК), які призначені для створення електричного ланцюга іншого напрямку.

Якщо трамваю потрібно пройти праворуч, то водій проводить його під СК накатом, із вимкненими ТЕД. Стрілка залишається в нижньому положенні, тому що серієсний ланцюг виявляється розімкнутим.

Якщо трамваю потрібно повернути ліворуч, то водій за допомогою контролера вмикає двигуни. Коли трамвай проходить під СК з увімкненими ТЕД, то виникає електричний ланцюг: КП – серієсний електропривод – СК – ТЕД – рейки – ТП. Серієсний соленоїдний привід втягує осердя та переводить стрілку для лівого спрямування руху трамваю.

Після того як вагони пройшли стрілку під ШК, автоматично виникає інший електричний ланцюг: КП – ШК – шунтовий електропривод – рейка – ТП. У результаті шунтовий електропривод втягує осердя і повертає перо стрілки для правого напрямку руху.

6.4 Приклад розрахунку рейкової мережі трамвая

Рейкова мережа трамвая з'єднана електрично на всіх ділянках. Між двома точками приєднання негативних живильних ліній (НЖЛ1 і НЖЛ2, рис. 6.15) існує точка, де струми розподіляються в різні боки, відповідно щодо НЖЛ1 і НЖЛ2. Ця точка називається «точкою струморозділу» (ТСР).

Визначити точку струморозділу в рейковій мережі трамвая. Параметри лінії показані на рисунку 6.15.

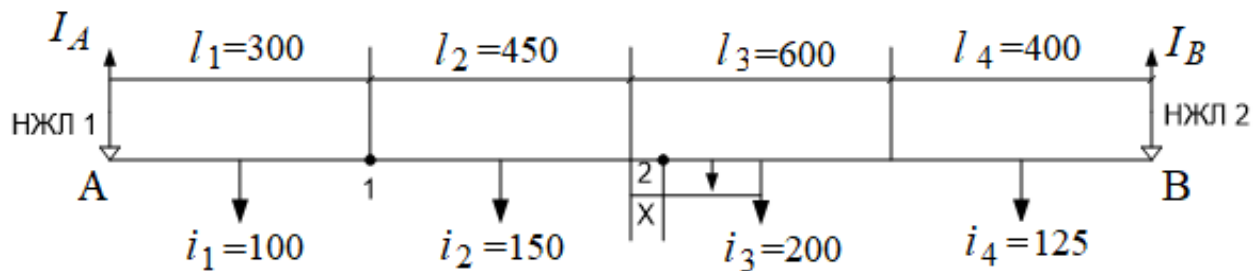


Рисунок 6.15 – Негативна живильна лінія трамваю

Розв'язання. Визначення лінійних струмів на лінії:

$$I_A = \frac{\sum i_k l_k}{\sum l_k},$$

де i_1 – струм на лінії в точці 1, А;

l_k – відстань від точки приєднання НЖЛ до відповідного струму, м.

Довжина лінії НЖЛ1 і НЖЛ2:

$$\sum l_k = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 = 300 + 450 + 600 + 400 = 1750 \text{ м.}$$

$$I_A = \frac{i_1 \left(\frac{l_1}{2} + l_2 + l_3 + l_4 \right) + i_2 \left(\frac{l_2}{2} + l_3 + l_4 \right) + i_3 \left(\frac{l_3}{2} + l_4 \right) + i_4 \frac{l_4}{2}}{\sum l_k},$$

$$I_A = \frac{100 \left(\frac{300}{2} + 1450 \right) + 150 \left(\frac{450}{2} + 1000 \right) + 200 \left(\frac{600}{2} + 400 \right) + 125 \frac{400}{2}}{1750} = 290,7 \text{ А.}$$

$$I_B = \sum i_k - I_A,$$

$$\sum i_k = i_1 + i_2 + i_3 + i_4 = 100 + 150 + 200 + 125 = 575 \text{ А,}$$

$$I_B = 575 - 290,7 = 284,3 \text{ А.}$$

Визначення струмів в точці 1 і точці 2:

$$I_1 = I_A - i_1 = 290,7 - 100 = 190,7 \text{ А},$$

$$I_2 = I_A - i_1 - i_2 = 290,7 - 100 - 150 = 40,7 \text{ А}$$

Для визначення точки струморозподілу в рейковій мережі трамваю складається пропорція:

$$\begin{matrix} i_3 \rightarrow l_3 \\ I_2 \rightarrow x \end{matrix}; \quad x = \frac{I_2 l_3}{i_3} = \frac{40,7 \times 600}{200} = 122,1 \text{ м}$$

Відповідь: точка струморозподілу в рейковій мережі трамваю знаходиться на відстані 122,1 м від точки 1 (див. рис. 6.15).

Отримана точка на практиці необхідна для визначення втрат напруги в рейковій мережі від точок приєднання НЖЛ1 і НЖЛ2. До того ж у разі правильного рішення задачі ці втрати напруги мають бути рівними.

6.5 Контактна мережа метрополітену

Метрополітен – міська пасажирська транспортна система, по якій курсують маршрутні поїзди (рис. 6.16). Метрополітену властиві висока маршрутна швидкість (до 80 км/год) і провізна спроможність (до 60 тис. пасажирів на годину в одному напрямку).



Рисунок 6.16 – Загальний вигляд метрополітену

Лінії метрополітену можуть прокладатися під землею в тунелях, на поверхні і на естакадах. Рух потягів у метрополітені регулярний, відповідно до графіка та технічних умов.

Особливістю метрополітену є рейкові кола, умови роботи яких визначають систему живлення. Порівняно низька напруга в контактній рейці (825 В) і наявність на кожному вагоні потягу чотирьох ТЕД обумовлюють великий зворотний тяговий струм. У зв'язку з цим дросель-трансформатори, що увімкнені в рейковий ланцюг, розраховані на тривалий пропуск зворотного струму величиною до 1 000 А, що протікає по кожній рейці. Для захисту рейкового кола від впливу гармонійної складової зворотного тягового струму застосовується колійне реле.

При влаштуванні рейкових ланцюгів рейкова лінія поділяється на послідовні ділянки, ізолювані один від одного ізолювальними стиками. На початку рейкового кола під'єднується джерело струму – шляховий трансформатор, в кінці лінії – колійне реле. Провідниками електричного струму від колійного трансформатора до подорожнього реле є ходові рейки. По рейках протікає також і зворотний тяговий струм. Для пропуску його в обхід ізолювальних стиків по кінцях кожного рейкового кола включаються дросель-трансформатори. За відсутності потягу колійне реле знаходиться під струмом, фіксуючи вільність контрольованої ділянки. При в'їзді потягу на рейкове коло обмотка колійного реле шунтується колісною парою і колійне реле знеструмлюється, фіксуючи зайнятість контрольованої ділянки.

Для забезпечення високого ступеня безпеки руху поїздів у рейкові кола метрополітену увімкнені по два колійних реле. Обидва реле працюють спільно і узгоджено. Інформація про вільність рейкового кола визнається достовірною тільки в тому випадку, якщо вона складена обома колійними реле при знаходженні їх на лінії. Відмова одного з подорожніх реле спотворює інформацію і вона розцінюється як небезпека для руху. Застосування двох колійних реле унеможливорює формування (у разі несправності однієї з них) помилкового дозвільного сигналу за наявності фактичної небезпеки для руху.

Робота рейкового кола в умовах замкнутого металевого тунелю висуває підвищені вимоги щодо змісту рейкової лінії. Ходові рейки не повинні стосуватися колійного бетону та заземлених металевих конструкцій. У разі порушення цих умов може з'явитися витік зворотного тягового струму, який здатний призвести не тільки до порушення роботи рейкового кола, а й до більш тяжких наслідків.

Ширина рейкового шляху метрополітену різноманітна у різних країнах і відповідає прийнятій ширині колії залізничного транспорту. Для України ширина колії становить 1 520 мм.

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

Контактна рейка (рис. 6.17, рис. 6.18) кожної головної колії перегону отримує живлення від знижувальних ТП сусідніх до них станцій і має повітряний проміжок (струморозділ) для поділу фідерних зон на шляху руху потягу.

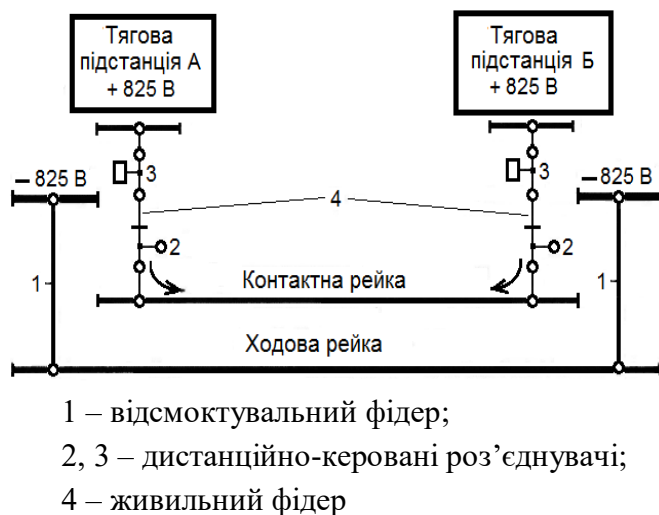


Рисунок 6.17 – Схема проходження тягового струму по ділянці та загальний вигляд контактної рейки

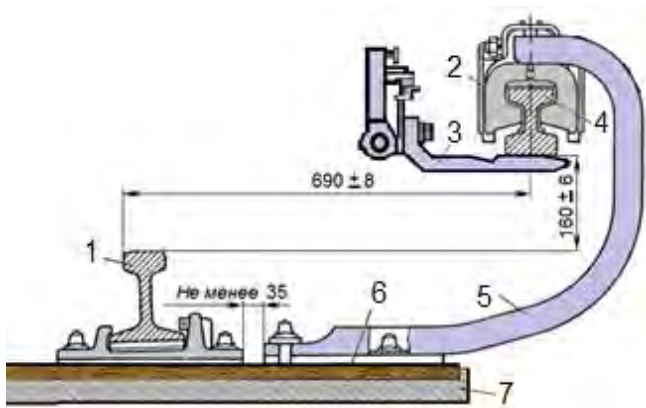


Рисунок 6.18 – Контактна рейка і основні елементи:

- 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

З обох боків кожного вагона метрополітену розташовані по два струмоприймача на відстані 12,6 м один від одного (рис. 6.19). Здебільшого використовуються ковзні струмоприймачі, які електрично пов'язані один з одним і призначені для зняття високої напруги шляхом притискання до третьої рейки знизу пружинами під час руху потягу.

Такий принцип роботи струмоприймачів необхідний, щоб уникнути замикання секцій між собою і передачі напруги з однієї секції на іншу під час руху ЕРС. Довжина розриву між секціями робиться трохи більше, ніж довжина між 2-ма електрично пов'язаними струмоприймачами.

Довжина проміжку дорівнює 14 метрів (див. рис. 6.19). Це обумовлено тим, що на всьому протязі шляху контактна рейка закрита електроізоляційним коробом і доступ для струмоприймача можливий лише знизу.

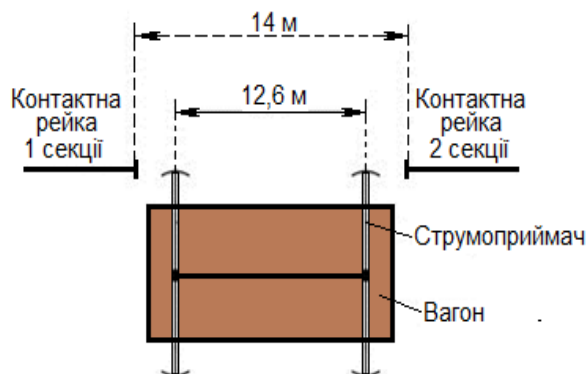


Рисунок 6.19 – Довжина проміжку та захисний короб на контактній рейці

Для поділу на ізольовані секції в контактних рейках влаштовують розриви, які не мають 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.

Для убезпечення людей застосовують спеціальні захисні короби, які встановлюються на контактні рейки по всій їх довжині і закривають їх зверху і з боків. У місцях переходів через контактну рейку (наприклад, схожі містки у торцях станцій) поверх короба встановлюються діелектричні гумові смуги.

Для плавного заходу контактного струмоприймача («черевика») під контактну рейку і плавного сходження з неї в місцях розриву встановлюються кінцеві відведення (відводи, рис. 6.20).

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

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

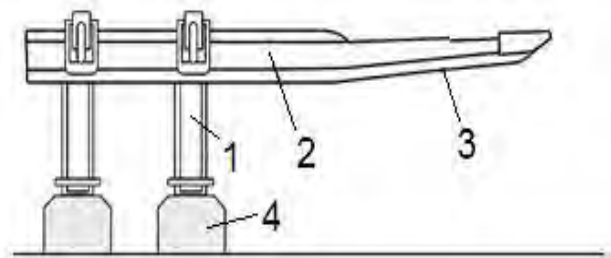


Рисунок 6.20 – Струмознімач вагону та кінцеве відведення контактної рейки: 1 – кронштейн для кріплення контактної рейки; 2 – контактна рейка; 3 – нахил робочої поверхні; 4 – ізолятор

На вагонах метрополітену використовують струмоприймачі з пневматичним приводом (рис. 6.21), які призначені для струмоз'єму (нижнього або верхнього) електроенергії з контактної рейки системи електроживлення ЕРС метрополітену. Це забезпечує живлення високовольтних силових і допоміжних ланцюгів вагонів.

На стрілочних переводах, з'їздах, у місцях секціонування і перетинах шляхів влаштовують розриви контактної рейки. Довжина розривів визначається типом рухомого складу і маркою хрестовини.

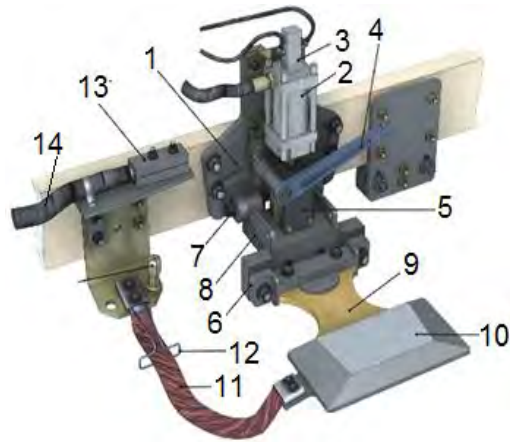
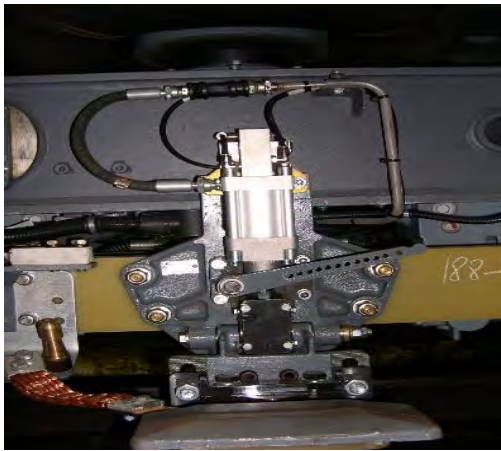


Рисунок 6.21 – Загальний вигляд нижнього струмоприймача та основні елементи: 1 – основа; 2 – циліндр пневмоприводу; 3 – датчик контролю; 4 – рукоятка ручного відключення; 5 – двопозиційний перемикач, 6 – важіль; 7 – вісь важеля; 8 – нажимні пружини; 9 – ізолятор; 10 – башмак з контактною пластиною; 11 – мідний шунт; 12 – запобіжна петля; 13 – притискач силового кабелю; 14 – силовий кабель

Для плавного збігання і набігання черевика струмоприймача у розривів контактної рейки встановлюють кінцеві відводи з ухилом робочої поверхні при значеннях збігання 1:20 і набіганні 1:25. На кінець відведення (для пом'якшення ударів при набіганні черевика) кріпиться дерев'яний наконечник.

Контактні рейки ізолюють від кронштейнів роз'ємним фасонним ізолятором, який складається з двох частин і витримує механічне навантаження 18 000 Н. За номінальної напруги 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 за можливих дотиків.

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

Опір 1м контактної рейки для одного шляху:

$$r_{kr} = 10^9 \rho_{kr} / s_{kr} . \quad (6.1)$$

Опір рейкової мережі можна також визначати з виразу (6.1), якщо відома площа поперечного перерізу рейки.

Для ходових рейок вихідним параметром є маса 1м довжини рейки (табл. 6.1):

Таблиця 6.1 – 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

Маса рейки:

$$m_r = \gamma \cdot V_r , \quad (6.2)$$

де V_r – об'єм рейки, м³;
 γ – щільність сталі рейки, г/см³.

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

$$m_r = \gamma \cdot s_r \cdot l . \quad (6.3)$$

Опір стиків контактної 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. Це приводить до збільшення потенціалу рейки відносно щодо землі і створює несприятливі умови для відгалуження струмів у землю.

Для зменшення подовжнього опору рейки проводять такі 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 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 встановлюють електричні перемички, які еквівалентні властивостям міді з перерізом не менше 35 мм^2 . Результуючий питомий опір рейок:

$$r'' = r' / n_r, \quad (6.4)$$

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

n_r – кількість колій ($n_r = 2$ – для одноколійної ділянки, $n_r = 4$ – для двоколійної ділянки).

Якщо електричні параметри рейок паралельних шляхів розрізняються, то результуючий опір можна розрахувати за формулою (6.4).

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 у ґрунт; L – довжина ділянки при однобічному живленні.

В цьому випадку опір контактної рейки:

$$r''' = r'' / k_r \quad (6.5)$$

В цілому опори для метрополітену визначаються як:

$$r_{mts} = r_{kr} + r_p. \quad (6.7)$$

де r_{kr} – опір контактної рейки, Ом,

r_p – поправковий коефіцієнт, $r_p = 1,5 / m_r$

По рейковим шляхам передається сигнальний струм у широкому діапазоні частот і зворотний тяговий струм, що містить гармонійні та імпульсні перешкоди. Усе це вимагає застосування великої кількості матеріаломістких дросель-трансформаторів, кабелів і проводів, апаратури й обладнання. На 1 км шляху встановлюються до 15 рейкових ланцюгів, що знижує надійність рейкового шляху, не дозволяє укласти довгі зварні батоги, прискорює знос ЕРС, сприяє утворенню блукаючих струмів.

Для поліпшення умов роботи сучасних ліній, обладнання та систем автоматики і телемеханіки для метрополітенів характерно застосування коротких рейкових ланцюгів (25–100 м), що працюють у специфічних умовах. Найбільш перспективним для метрополітенів є застосування безстиківих рейкових кіл. Безстикові рейкові кола відкривають можливість створення якісно нових систем інтервального регулювання рухом поїздів за сигналами безколійних світлофорів із централізованим розміщенням апаратури на станціях. Наприклад, сьогодні на Харківському метрополітені включені в постійну експлуатацію 24 безстиківих рейкові кола. Модернізація систем метрополітену відбувається постійно і направлена на надійну роботу та безпеку пасажирів.

Отже, для кожного виду ЕРС міського електротранспорту контактна мережа має свої особливості, які забезпечують надійність роботи під час її експлуатації. Загалом контактна мережа – це комплекс пристроїв, необхідних для передачі електроенергії від тягових підстанцій до ЕРС через струмоприймачі електротранспорту.

Контрольні запитання

1. Як класифікують контактні мережі з контактними підвісками?
2. Які існують види контактних підвісок?
3. Що становлять контактні мережі з контактною рейкою?
4. Які існують види струмознімання залежно від розташування контактної поверхні?
5. Що становить 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 належить до спеціальних частин контактної мережі?
11. Перелічити основні елементи складної стрілки.
12. З чого складається електрична схема вагона трамвая?
13. Перелічити основні елементи струмоприймача (пантографа) трамвая.
14. Як функціонує електрифікована система керування стрілкою?
15. Як здійснюється електропостачання метрополітену?
16. Звідки отримують живлення електропоїзда метрополітену?

7 ПОРУШЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ В ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ ЗАХИСТУ

7.1 Загальні наслідки термічної дії струмів на тягову мережу

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

Такі явища є небезпечними і призводять до небажаних наслідків:

- збільшення довжини проводів, що сприяє в конструкції контактної мережі збільшенню стріли провисання;
- збільшення ймовірності відриву струмоприймача ЕРС від контактної мережі, що сприяє утворенню електричної дуги й 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 за найбільшої температури повітря навколишнього середовища 40 °С. Для бронзових проводів допустима температура дорівнює 120 °С, що дозволяє допускати перевищення температури до +80 °С.

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

Важливою, для контактної мережі з урахуванням умов нагріву є відстань між електричними з'єднувачами проводів (дротів). Критерієм їх вибору є нагрів, коли по контактному елементу протікає струм, що споживає ЕРС. Існують різні методи розрахунку. Усіх 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 як між електричними з'єднувачами контактних проводів паралельних шляхів, так і між електричними з'єднувачами контактного проводу і несучого троса або підсилювального дроту.

7.2 Аварійні режими роботи тягових мереж

У 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 аварійних або 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 ТП. Це може призвести до зупинки руху ЕРС.

Для переходу на вимушений режим необхідно ділянки, що живляться тяговою підстанцією, від'єднати від неї і за 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 від'єднуються через перемички до найближчих ділянок, довжина яких потроюється, в такому випадку вимушеного режиму.

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

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

- переведенням живлення окремих ділянок контактної мережі на однобічне живлення від сусідніх ТП;
- зниженням напруги на шинах аварійної ТП, якщо здійснюється двобічне живлення ділянок тягової мережі.

Вихід з ладу живильної лінії потребує її відокремлення від ділянки контактної мережі з підключенням 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 показаних ознак роботи системи електропостачання у вимушеному режимі необхідно проводити перевірочні розрахунки важливих параметрів за спеціальними методами.

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

Наприклад, дозволено:

- збільшення на 40 % значень допустимого ефективного навантаження контактної мережі на час (не більше 0,5 год) за температури навколишнього повітря до +20 °C і на весь час інтенсивного руху протягом доби за негативних температур навколишнього середовища;

- збільшення середнього розрахункового значення втрат напруги (до 170 В, а максимального – до 190 В) від шин ТП до найбільш віддалених пунктів ділянок живлення.

Одним із небезпечних режимів є виникнення КЗ у ланцюзі тягової мережі або електропостачання ЕРС. У тяговій мережі КЗ може виникнути в будь-якій точці, а саме як у точці безпосереднього підключення живильних ліній, так і в кінці ділянки живлення, а також внаслідок низки причин:

- порушення ізоляції контактної мережі;
- замикання різнополярних проводів;
- обрив контактної мережі;
- несправності в ЕРС і тощо.

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



Рисунок 7.1 – Різновиди короткого замикання та його наслідки

За будь-яких причин виникнення струмів КЗ, їхні 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 здебільшого нестійке, тому що відбувається швидке спрацювання на лінії захисних електричних апаратів (наприклад, швидкодіючого вимикача), що спричиняє відновлення ізоляційних властивостей тягової мережі. Після ліквідації аварійної ситуації напруга в контактній мережі відновлюється шляхом АПВ системи.

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

Найбільшу складність для розгляду роботи тягової мережі у аварійному або вимушеному режимі становить захист від малих струмів КЗ. Для підвищення надійності роботи ділянок тягової необхідно встановлювати також додатковий захист від малих струмів КЗ.

На практиці використовується принцип роботи АПВ, за якого оцінюється опір вимкненої лінії. Якщо опір малий, то це означає, що КЗ на лінії має стійкий характер.

Для вимкнення КЗ у ланцюгах живильної лінії використовуються швидкодіючі автоматичні вимикачі, які спрацювають за певної 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 визначення 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 визначається на підставі схеми заміщення дійсної ділянки тягової мережі (рис. 7.2).

Струм КЗ у лінії:

$$I_k = \frac{U_0(1 \pm p) - \Delta U_B - e_d - I_{k\text{ТП}} \cdot R_{\text{ТП}}}{R_{\text{ТП}} + R_{(+)} + R_{(-)} + r_{ts} \cdot l}, \quad (7.1)$$

де U_0 – 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 – 100 В;

$I_{k\text{ТП}}$ – 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_{ts} – опір тягової мережі до місця КЗ, Ом.

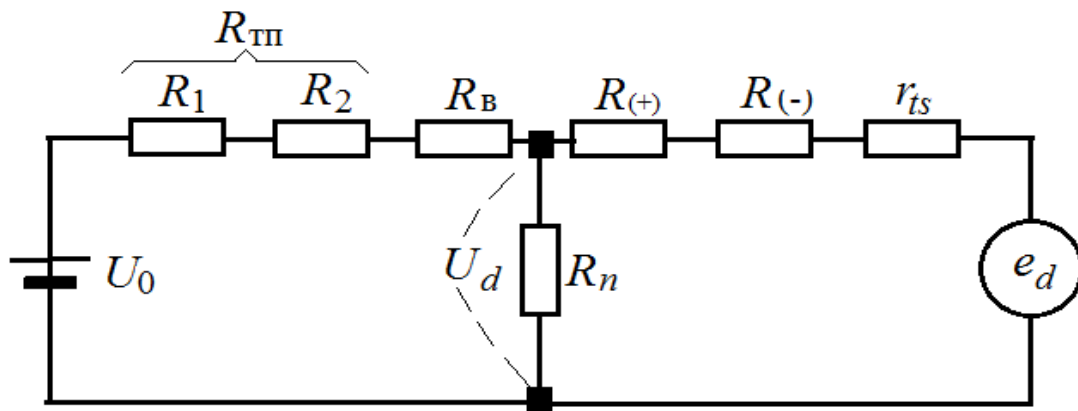


Рисунок 7.2 – Схема заміщення ділянки тягової мережі

Таким чином, з виразу (7.1) видно, що значення струму КЗ буде залежати від багатьох факторів, наприклад, від відстані до місця КЗ, навантаження в певний момент часу на шинах ТП, кількості одночасно працюючих агрегатів і тощо.

Для чіткого вимкнення 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 із залежностей (рис. 7.3).

Якщо значення $1,5 I_{l \max}$ лежить нижче кривої $I_{k \min}$ (рис. 7.3, а), то це означає, що захист надійно спрацьовує незалежно від точці ділянки, на якій сталося КЗ. 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. Це є «мертвою зоною», а струми КЗ, що відповідні цій зоні, називаються малими струмами КЗ.

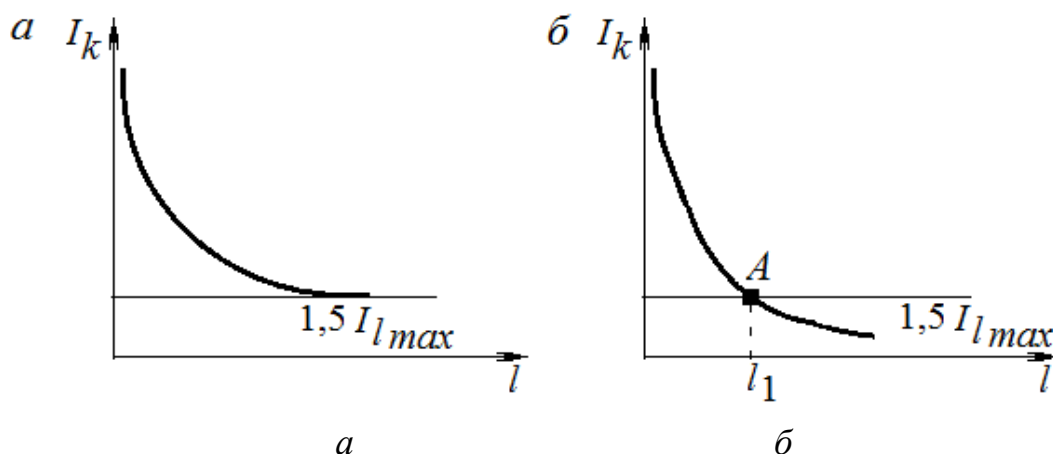


Рисунок 7.3 – Визначення працездатності максимального струмового захисту: а – надійний захист, за якого відсутня «мертва зона»; б – не надійний захист, за якого існує «мертва зона»

Для захисту лінії та обладнання від малих струмів КЗ застосовуються додаткові види захисту, що впливають на роботу лінійного вимикача.

За принципом дії захист від малих струмів КЗ поділяється на підгрупи (рис. 7.4). Розглянемо деякі з них.

Найбільш простим є метод захисту від струмів КЗ з застосуванням короткозамикача (рис. 7.4).



Рисунок 7.4 – Види захисту від малих струмів КЗ та схема захисту від струмів КЗ короткозамикачем: ТП – тягова підстанція; БВ – швидкодіючий вимикач; СІ – секційний ізолятор; КрЗ – короткозамикач

У цьому випадку ділянка тягової мережі секціонується і паралельно СІ підключається котушка короткозамикача (КрЗ). При протіканні струму по котушці вище уставки КрЗ, відбувається його спрацювання. Контакти КрЗ замикаються, і по котушці проходить струм КЗ, який визначається довжиною секції тягової мережі до КрЗ. Секція на лініях за КрЗ буде знеструмлена.

Короткозамикач буде включений до того часу, поки на ТП не спрацює швидкодіючий лінійний вимикач (БВ) і через котушку не припиниться протікання струму. Власний час спрацювання КрЗ вище, ніж у БВ і визначається зазором між контактами. Цей час 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 КрЗ, А. Струм уставки КрЗ 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 КрЗ під час його спрацьовування можуть зваритися. Для запобігання цього явища доводиться збільшувати обсяг контактів, що призводить до збільшення власного часу їх спрацьовування;

- для КрЗ необхідна спеціальна камера з підвідними шинами, що збільшує вартість захисту та зменшує надійність роботи тягової мережі.

При двобічному живленні тягової мережі використовується захист з блокуванням БВ двох сусідніх ТП, що живлять одну ділянку тягової мережі. У момент аварійного вимкнення одного із БВ одночасно вимикається і заблокований з ним лінійний вимикач іншої ТП.

Уставка кожного БВ визначається не значенням струму КЗ в кінці лінії, а його значенням у середині ділянки. Тому що у разі виникнення КЗ в точці за серединою ділянки зростає струм КЗ для БВ, розташованого ближче до цієї точки. У результаті його вимкнення викличе вимкнення і другого лінійного вимикача, навіть якщо другий БВ має менше значення струму КЗ, який проходить через нього. Такий спосіб захисту від струму КЗ знайшов широке застосування на ТП метрополітену (рис. 7.5).

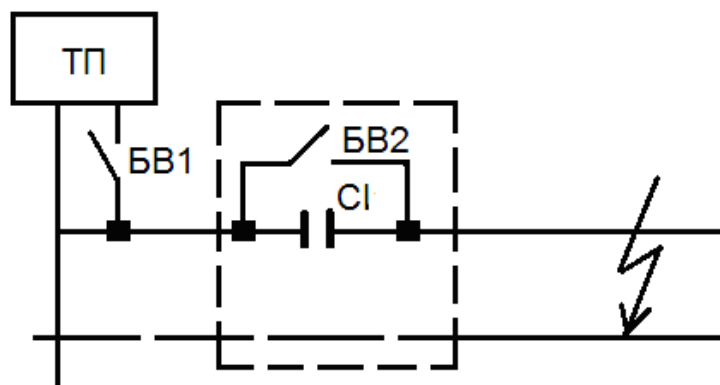


Рисунок. 7.5 – Схема захисту від струмів КЗ за допомогою посту секціонування: ТП – тягова підстанція; БВ1 та БВ2 – швидкодіючі вимикачі; СІ – секційний ізолятор

Якщо необхідно, щоб при виникненні КЗ вимкнулася тільки частина ділянки, то використовують секціонування СІ за допомогою додаткового швидкодіючого автоматичного вимикача БВ2. Він повинен мати уставку зі струму спрацьовування помітно нижче БВ1 тягової підстанції ТП.

Умови надійного захисту від струмів КЗ:

$$I_{k\min} > 1,5I_{l\max}'' \quad (7.4)$$

де $I_{l\max}''$ – максимальне розрахункове значення струму навантаження, що протікає через БВ, 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, у 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, у який входить реле напруги H .

Під час виникнення КЗ до реле напруги не надходить живлення і його контакти розмикаються, впливаючи на вимкнення БВ тягової підстанції ТП (рис. 7.6, а).

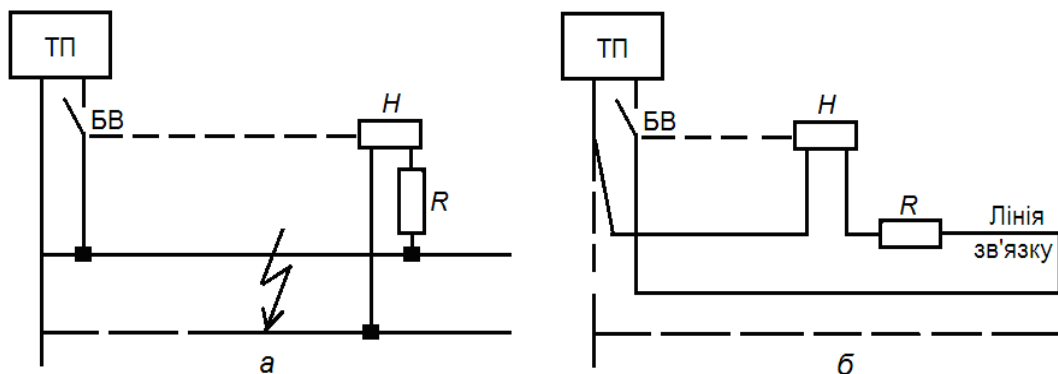


Рисунок 7.6 – Потенційний захист:

а – з двопровідною лінією зв'язку; б – з однопровідною лінією зв'язку;

ТП – тягова підстанція; БВ – швидкодіючий вимикач; H – реле напруги

R – опір контактної мережі

У цій схемі використовується два дроти, що проходять від реле напруги до ТП. Реле встановлюється на кінці ділянки.

Для тягових мереж трамвая розроблена схема захисту з одним дротом (рис. 7.6, б), яка є найбільш надійною.

У разі виникнення КЗ до реле надходить напруга, що дорівнює втратам напруги в рейковій мережі, у якій опір у декілька разів менше опору контактної мережі R . Тому під час виникнення КЗ завжди буде дотримуватися співвідношення падіння напруг:

$$U_{k \min} > 0,5U_{\text{ТП}}, \quad (7.5)$$

де $U_{k \min}$ – напруга, що прикладена до реле потенційної захисту в режимі КЗ, В;

$U_{\text{ТП}}$ – напруга на шинах ТП, В.

Розглянуті види захистів за малих струмів КЗ мають свої переваги і недоліки. Тому доцільно їх застосовувати в комплексі. Незважаючи на деякі недоліки такі види захисту широко використовуються на контактних мережах, що зменшує виникнення малих струмів КЗ. Проте такі види захисту іноді знижують надійність роботи тягової мережі і збільшують вартість споруди системи електропостачання.

7.4 Основні види захисту при струмах КЗ

Для підвищення надійності мереж електропостачання міського електротранспорту використовується різноманітне електрообладнання, пристрої і схеми під'єднання певних типів захистів. Це призводить до жорсткості вимог щодо експлуатації електроустановок, ускладнює захист ТП, контактної і кабельної мережі від струмів КЗ, перенапруг та перевантажень, що перевищують встановлені норми.

Різні види захистів застосовуються для:

- захисту від струмів КЗ у колі тягового агрегату, де використовується максимально струмовий захист без витримки часу;
- захисту випрямлячів від перевантажень, де використовується максимально струмовий захист з витримкою часу в декілька секунд;
- захисту шин РП від струмів КЗ на землю, де використовуються БВ, які реагують на швидкість наростання струму КЗ і вимикають пошкоджену ділянку при струмі меншому, ніж струм уставки автоматичного вимикача.

Основою систем захисту на ТП та контактної мережі електротранспорту є релейний захист, який постійно модернізується і підвищує свій рівень. Сучасні системи мають інноваційні технологічні розробки, у які входять статичні, індукційні, електромагнітні пристрої з мікропроцесорними і напівпровідниковими елементами. Основний порядок роботи для всіх перспективних видів нових пристроїв залишається незмінним. Схема структури релейного захисту має основні елементи, і подана на рисунку 7.7.

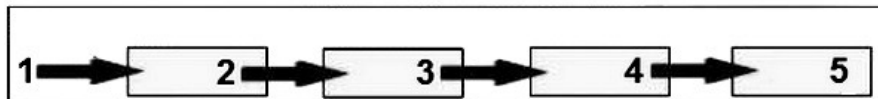


Рисунок 7.7 – Загальний вигляд сучасної системи релейного захисту та структурна схема

Кожен елемент релейного захисту має свої функції і особливості роботи:

- 1) – електричний сигнал, що надходить на логічний елемент реле;
- 2) – блок стеження за електричними процесами. Головною його функцією є моніторинг процесів, які відбуваються в електричній системі, шляхом виміру необхідних значень параметрів за допомогою, наприклад, трансформаторів струму та напруги. Сигнали, що відходять від такого блока, передаються логічному блоку для зрівняння параметрів, що прийняті користувачем по значенням відхилень від нормальних (наприклад, уставки БВ). Сигнали перетворюються у цифровий вигляд і передаються далі по лінії зв'язку;

- 3) – блок логіки та аналізу. У цьому блоці виконується порівняння сигналів, що надійшли з граничними значеннями уставок. Навіть незначний збіг цих параметрів між собою призводить до виникнення команди на спрацювання захисту;

- 4) – виконавчий блок весь час знаходиться в стані, готовому щодо спрацювання, за командою блока логіки. Під час спрацювання здійснюються перемикання ланцюга електроустановки по алгоритму, який складений за принципом недопущення пошкоджень електрообладнання та ураження електричним струмом працівників;

- 5) – сигнальний блок. В електричній системі всі процеси відбуваються дуже швидко, тому людина не в змозі сприймати їх. Щоб зберегти в системі події, які відбуваються, застосовують спеціальні сигнальні

пристрої. Вони працюють шляхом звукового та візуального оповіщення, а також зберігають всі події в пам'яті пристрою.

Для захисту електрообладнання, систем автоматики, ліній електропередач 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 (рис. 7.8) є основним видом захисту для мереж з однобічним живленням і встановлюються на початку кожної лінії з боку джерела живлення.

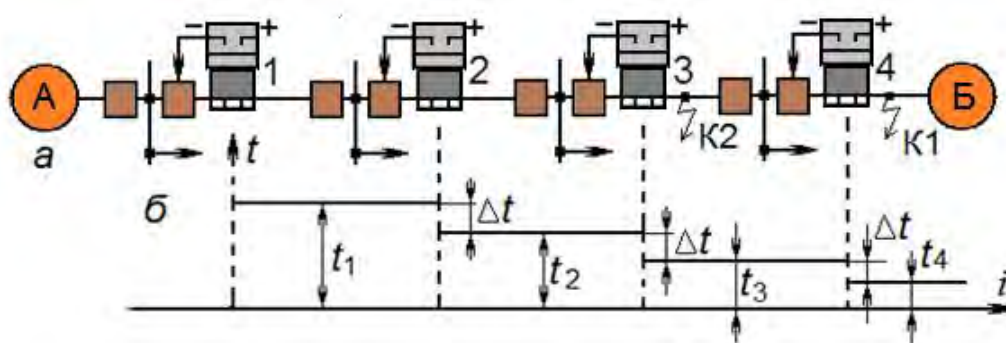


Рисунок 7.8 – Максимальні струмові системи захисту в радіальній мережі з однобічним живленням:

а – розміщення систем захисту; **б** – витримки часу у системах захисту, що обрані за ступінчастим принципом

У результаті, за такого розташування захистів кожна лінія має самостійний захист, що від'єднує її в разі пошкодження на ній самій або на шинах ТП від якої відбувається живлення контактної мережі.

Наприклад, при КЗ у точці K_1 контактної мережі АБ (рис. 7.8, а), струм КЗ проходить по всіх ділянках, що розташовані між джерелом живлення і місцем ушкодження. У результаті можуть спрацювати всі системи захисту (1, 2, 3, 4).

Проте за умовою селективності спрацювати на вимкнення повинна тільки система захисту (4), що встановлена на пошкодженій лінії. Тому для забезпечення зазначеної селективності максимальні системи захисту виконуються з витримками часу (рис. 7.9, б), який збільшуються від споживачів до джерела живлення. У результаті при дотриманні цього принципу в разі виникнення КЗ у точці К1 раніше від інших реагує система захисту (4) і вимикає пошкоджену лінію. Системи захисту (1, 2 і 3) повернуться в початкове положення, не встигнувши подіяти на вимкнення контактної мережі. Відповідно при КЗ в точці К2 швидше всіх спрацює система захисту (3), а системи захисту (1 і 2), що мають більший час t , не спрацюють. Розглянутий принцип підбору витримки часу називається *східчастим*. У мережах більш складної конфігурації максимальний струмовий захист застосовується як допоміжний в окремих випадках.

До захисту входять БВ, які спрацювають, якщо:

- величина навантаження, у результаті виникнення КЗ, різко перевищила номінальне значення, і створилися струми КЗ, які здатні пошкодити обладнання;
- виникло перевантаження у схемі (струм перевищив значення уставки БВ) шляхом під'єднання 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 роз'єднувач (вимикач) різко змінився на протилежний.

Для зменшення негативних випадків ефективним є використання *струмового відсічення* (рис. 7.9). Воно є різновидом максимального струмового захисту, що виконує швидке від'єднання КЗ на ділянках лінії і також поділяється на відсічення миттєвої дії і з витримкою часу. Такий від захисту дозволяє вибірково і швидко вимикати ділянки на лінії, де виникло КЗ.

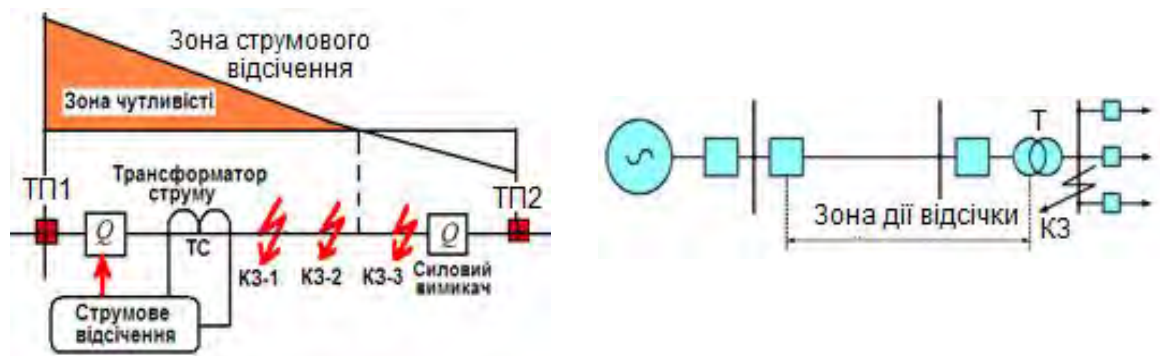


Рисунок 7.9 – Дія струмового відсічення

Крім того, воно добре працює з максимальним струмовим захистом, що може складати триступеневий захист, який сприяє заміні більш складних захистів при значних струмах КЗ.

Струмове відсічення реалізується абсолютно різними способами. Наприклад, найчастіше для такого вимкнення застосовується електромагнітне реле струму. Під час виникнення КЗ на лінії відбувається замикання контактів реле, і подається сигнал для вимкнення сегмента або ділянки ланцюга, що захищається. Також для підвищення захисту використовуються запобіжники, які реагують на підвищення струму та температури і спрацьовують шляхом руйнування плавкого елемента.

Струмове відсічення миттєвої дії є найпростішим захистом (наприклад, на радіальних лініях), що і є їхньою перевагою. Недоліком такого захисту є неповне охоплення зони дії КЗ.

Диференційний захист застосовується на лініях, що відходять від шин електростанцій або ТП енергосистем транспортних підприємств. У разі виникнення КЗ у межах всієї лінії, захист спрацьовує без витримки часу. Такий захист забезпечує миттєве вимкнення КЗ у 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 використовується для захисту як одинарних, так і паралельних ліній; другий – тільки паралельних ліній.

Принцип дії поздовжнього диференційного захисту (рис. 7.10, а) заснований на порівнянні величини і фази струмів на початку і наприкінці лінії, що захищається. При зовнішньому КЗ, струми на лінії АВ спрямовані в один бік і рівні за величиною, а при виникненні КЗ на лінії, вони направлені в різні боки (рис. 7.10, б) і, не дорівнюють один одному.

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 (КА1 і КА2) диференційного захисту. Для цієї мети по кінцях лінії встановлюються трансформатори струму (ТС1 і ТС2) з однаковим коефіцієнтом трансформації.

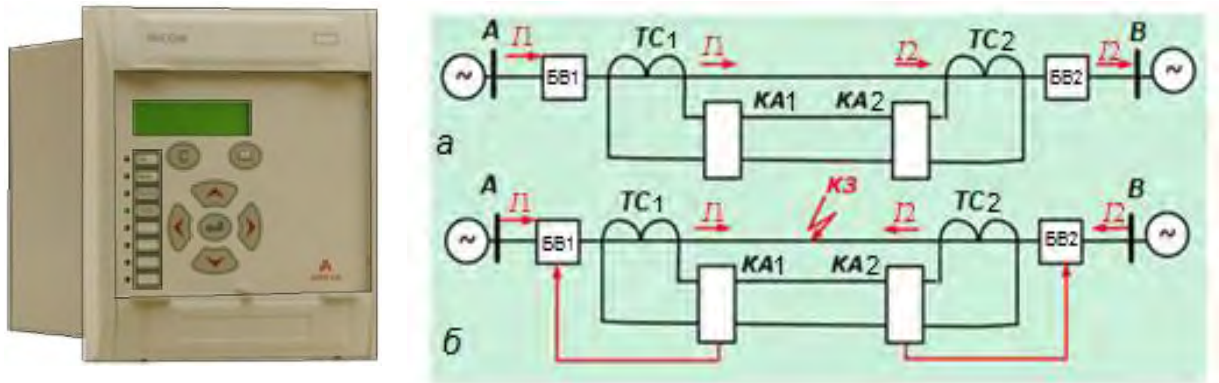


Рисунок 7.10 – Зовнішній вид реле поздовжнього диференційного захисту і принцип дії: а – за нормальної роботи; б – при КЗ на лінії

Вторинні обмотки трансформаторів з'єднуються за допомогою з'єднувального кабелю і під'єднуються до диференційного реле так, щоб при зовнішніх КЗ струм у реле КА1 та КА2 дорівнював різниці струмів на початку і наприкінці лінії. Для захисту лінії використовуються автоматичні вимикачі (БВ1 і БВ2).

Принцип дії *поперечного диференційного захисту* (рис. 7.11).

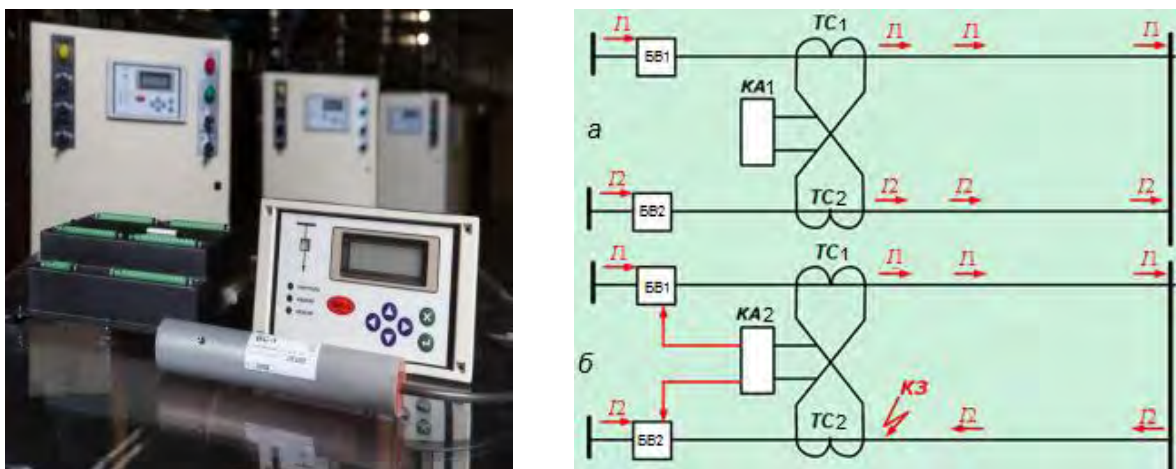


Рисунок 7.11 – Зовнішній вигляд реле поперечного захисту і принцип дії

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 фазою (рис. 7.11, а).

У випадку КЗ на одній з ліній рівність струмів порушується. Наприклад, на живильному кінці лінії струми I_1 і I_2 співпадають за фазою, але розрізняються за величиною, а на приймальному кінці лінії напрямі струмів протилежні за фазою (рис. 7.11, б).

Таким чином, порушення рівності струмів у 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 під'єднані до одного загального вимикача;
- спрямований поперечний диференційний захист, що використовується на паралельних лініях з самостійними вимикачами.

Дистанційний захист. У мережах складної конфігурації з декількома джерелами живлення, що розглянуті вище, максимальні а спрямовані захисти не можуть забезпечити селективного вимкнення струмів КЗ.

Наприклад, при КЗ на лініях спостерігається неузгодженість максимальних захистів. 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 із необхідною швидкістю, забезпечуючи при цьому селективність і чутливість в електричних мережах будь-якої конфігурації.

Одним із таких видів захисту є *дистанційний* (рис. 7.12), який має високу швидкість і селективність у будь-яких електричних мережах.

Витримка часу дистанційного захисту залежить від відстані між місцем установки захисту і точкою КЗ та збільшується плавно або східчасто зі збільшенням цієї відстані. За такого принципу дії найближчий до місця пошкодження дистанційний захист завжди має меншу витримку часу. Завдяки цьому автоматично забезпечується селективне вимкнення пошкодженої ділянки. Основним елементом дистанційного захисту є дистанційний орган (вимірювальний), що визначає віддаленість КЗ від місця установки захисту.

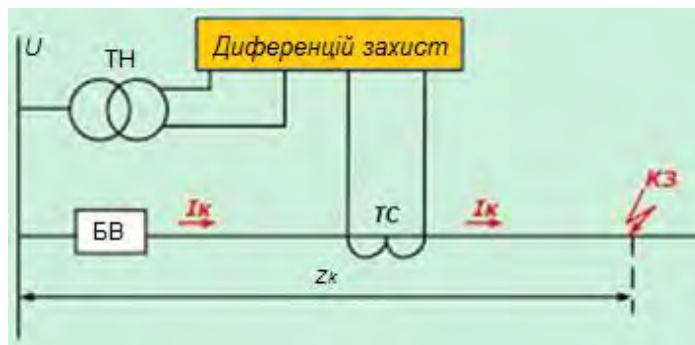


Рисунок 7.12 – Загальний вигляд пристрою дистанційного захисту та його принцип дії

Як дистанційний (вимірювальний) орган 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. Усі різновиди цього захисту складаються з декількох загальних елементів (органів захисту), що виконують певні однотипні функції (рис. 7.13):

- 1) пускового органу (1), що вмикає захист у разі виникнення КЗ, який становить собою реле струму або реле опору;
- 2) дистанційного органу (2), що визначає віддаленість місця КЗ. У ступінчастих захистах використовується реле мінімального опору. До реле підводяться струм і напруга лінії, що захищається, і воно спрацьовує за найбільшого опору, за якого реле починає діяти;
- 3) органу витримки часу (3), що створює витримку часу, за якому, залежно від поведінки дистанційного органу, діє захист, що становить собою реле часу звичайної конструкції;

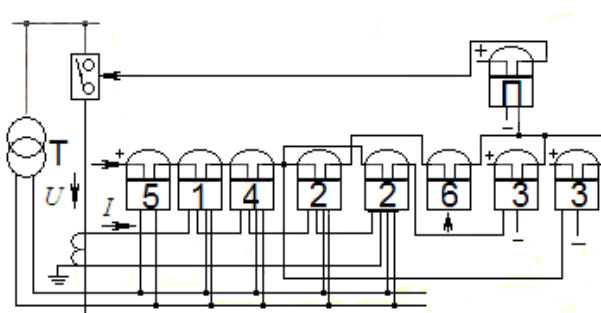


Рисунок 7.13 – Зовнішній вигляд і спрощена схема триступеневого релейного дистанційної захисту

4) органу напрямку потужності (4), що не дозволяє працювати захисту при спрямовуванні потужності КЗ до шин ТП. 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 неправильно за відсутності пошкодження.

Зазвичай застосовуються два види блокування:

– блокування (5) спрацьовує за пошкодження у ланцюгах, у результаті зникнення напруги ($U = 0$) у системі захисту. У цих умовах може статися спрацювання пускових реле і дистанційних органів, що призводить до неправильної роботи захисту. Тому блокування (5) знімає оперативний струм із системи захисту, не дозволяючи їй діяти на вимкнення;

– блокування (6) спрацьовує у разі неправильної дії системи захисту під час хитань у системі електропостачання, викликаних різними причинами. У цьому режимі напруга U знижується, струм I зростає, а опір зменшується. У результаті пускові реле і дистанційні органи системи захисту можуть спрацювати і викликати неправильну дію захисту. У разі виникнення хитань система блокування (6) приходить у дію і виводить захист із роботи, розмикаючи його ланцюг.

Отже, на прийомних кінцях паралельно працюючих ліній встановлюються струмові спрямовані або поперечні диференційні системи захисту. Струмові спрямовані системи захисту зручніші в експлуатації і не перешкоджають збільшенню кількості паралельно працюючих ліній. Рідше застосовуються поздовжні диференційні системи захисту. Однак застосування поздовжнього диференційного захисту ліній не звільняє від встановлення максимального струмового захисту для вимкнення КЗ на шинах ТП.

7.5 Електричні 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 здебільшого супроводжуються значним збільшенням струму, глибоким зниженням напруги в елементах електротехнічних пристроїв тягової мережі.

Найпоширенішими є пошкодження в електроустановках і ненормальні режими їхньої роботи.

Найбільш небезпечним і важким видом ушкодження є короткі замикання (КЗ). Проте крім пошкоджень, пов'язаних із КЗ, існують і інші, які пов'язані з відхиленнями від допустимих значень величин струму, напруги і частоти. Режими, за яких обладнання працює з відхиленнями, називаються *ненормальними*. Вони також небезпечні не тільки для електротехнічного обладнання, але і для стійкої роботи тягової мережі і енергосистеми.

Для систем МЕТ, у цьому випадку, є небезпечним перевантаження обладнання, що викликана збільшенням струму понад номінального значення. Номінальний струм – це найбільший допустимий струм за умовами нагрівання струмопровідних частин і ізоляції, за якого обладнання може працювати необмежено тривалий час. Такий струм визначається конструкцією обладнання і типом ізоляційних матеріалів.

Щоб забезпечити нормальну роботу енергетичної системи та її елементів і споживачів електричної енергії застосовуються автоматичні пристрої, які захищають від небезпечних наслідків, пошкоджень і ненормальних режимів під час експлуатації.

Поширеними елементами захисту є реле, що становлять електричні апарати, у яких при плавній зміні керуючої (вхідної) величини відбувається стрибкоподібна зміна керованої (вихідної) величини. З двох величин має бути хоча б одна електричною, що є особливими умовами роботи реле.

Залежно від вхідного параметра реле поділяються на: 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. 7.14), які є невід'ємною частиною захисту.



Рисунок 7.14 – Загальний вигляд реле та особливості їхньої роботи

Контактні реле впливають на вихідний параметр шляхом замикання або розмикання контактів у керованому ланцюзі. За відсутності вхідного сигналу контакти розімкнуті і струм у керованому ланцюзі дорівнює нулю.

Найбільш розповсюдженими є контактні електромеханічні та електромагнітні реле (рис. 7.15), які використовуються в системах релейного автоматичного захисту (РЗА).

Такі реле складаються з контактної системи і електромагніту. Контактна система має нерухомі і рухомі контакти, які спрацьовують залежно від положення якоря електромагніту. Електромагніт містить магнітопровід: осердя, котушку та якір.

Особливістю роботи безконтактних реле (рис. 7.16) є стрибкоподібна зміна вихідного сигналу (від мінімального до максимального значення) за певного значення вхідної величини x .



Рисунок 7.15 –
Електромеханічне та
електромагнітне реле



Рисунок 7.16 – Безконтактні реле

Такі реле (рис. 7.16) працюють на напівпровідникових або феромагнітних елементах і виконують різні функції, залежно від

контролюючих параметрів.

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 елемента, що захищається. Функціонально така частина реагує на ушкодження, ненормальні режими роботи обладнання або системи, шляхом подачі відповідної команди на логічну частину захисту. Як головні реагуючі реле застосовують: реле струму (реагують на зміну величини струму); реле напруги (реагують на зміну величини напруги), реле опору (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 їхні значення, послідовність і поєднання відповідає заданій програмі. Крім того, логічна частина виробляє заздалегідь передбачені операції і подає керуючий імпульс на вимкнення відповідних вимикачів. У логічну частину входять електромеханічні реле і електронні прилади, що визначають відповідні зміни величин. До числа допоміжних реле належать: реле часу, що необхідні для уповільненої дії захисту; реле вказівні (для сигналізації і фіксації дії захисту); реле проміжні (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 сприймальний і виконавчий елемент. Наприклад, *сприймальний* елемент в електромеханічних конструкціях має обмотку, яка живиться струмом або напругою елемента, що захищається залежно від типу реле. *Виконавчий* елемент електромеханічного реле становить рухливу систему, яка, переміщуючись під впливом сил, що створюються сприймальним елементом, діє на контакти реле, змушуючи їх замикатися або розмикатися.

Мікропроцесорні пристрої (рис. 7.17) – це сучасні елементи захисту нового покоління, які використовуються замість електромеханічних реле

і напівпровідникових пристроїв РЗА в розподільних мережах.

Використання цифрових систем та нових технологій захисту дозволяють реалізувати ряд додаткових функцій:

- реєстрацію процесів аварійного стану;
- попередження вимкнення синхронних споживачів при порушеннях стійкості системи;
- підвищення швидкодії, вибірконості, чутливості і надійності обладнання.

Наприклад, серія мікропроцесорних пристроїв типу УЗА містить 15 спеціалізованих виконань, що мають різний набір функцій.



Рисунок 7.17 – Мікропроцесорні системи захисту

Загалом сучасні мікропроцесорні системи захисту точно працюють за тими ж принципами, що і звичайні пристрої РЗА.

Структура схеми керування роботою системи захисту на основі мікропроцесорних пристроїв подана на рисунку 7.18.

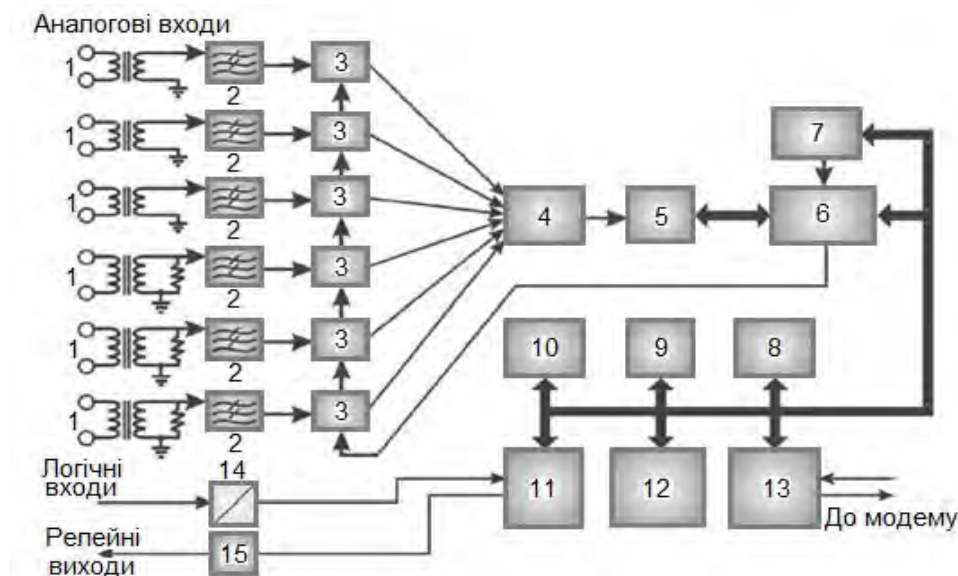


Рисунок 7.18 – Структурна схема мікропроцесорного пристрою:

1 – внутрішні трансформатори струму і напруги; 2 – фільтри; 3 – ланцюги вибірки і пам'яті; 4 – мультиплексом; 5 – аналого-цифровий перетворювач; 6 – мікропроцесор;
 7 – таймер; 8 – перепрограмувальний пристрій; 9 – оперативна пам'ять;
 10 – пристрій пам'яті; 11 – логічні входи/виходи; 12 – клавіатура і дисплей;
 13 – серіальний порт; 14 – оптрони; 15 – вихідне реле

Зараз впровадження таких систем є одним з основних напрямків у розвитку пристроїв релейного захисту на всіх рівнях тягової мережі.

Такі пристрої застосовуються з усіма типами вимикачів, із будь-яким типом приводного механізму і разом із пристроями РЗА інших виробників на будь-якій елементній базі (електромеханічній, мікроелектронній, мікропроцесорній). Такі пристрої виконують функції захисту й автоматики в електричних ланцюгах приєднань напругою 6–35 кВ.

Шляхом підбору пристроїв різних типів і в різній комплектації проводиться формування їхнього комплексу з необхідним набором можливостей.

Живлення таких пристроїв здійснюється від трансформаторів струму і від ланцюгів оперативної напруги. На лицьовій панелі пристроїв 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 використанням АПВ у разі частотного зникнення певного сигналу.

Наприклад, мікропроцесорний пристрій захисту типу «Сіріус» призначений для виконання функцій релейного захисту, автоматики, керування і сигналізації робочих вводів секцій напругою 0,4 кВ, комплектних трансформаторних підстанцій, щитів власних потреб електростанцій, підстанцій та інших об'єктів. Пристрій може застосовуватися для виконання функцій АВР секційного вимикача системи шин 0,4 кВ у разі зникнення живлення на одному з робочих вводів з можливістю ручного або автоматичного відновлення вихідної схеми при відновленні живлення на вимкненому введенні. Пристрій також має в своєму складі функції дальнього резервування (ДР) у разі відмови систем захистів або автоматичних вимикачів, до яких під'єднані лінії через шини напругою 0,4 кВ, а також функції блокування максимального струмового захисту при пусках і самозапущах електродвигунів.

Застосування сучасних цифрових пристроїв у системі електропостачання МЕТ забезпечує прискорення вимкнень під час виникнення аварійних ситуацій. Це відбувається завдяки зниженню ступенів селективності між захистами послідовно увімкнених ліній. Паралельно збільшується чутливість та надійність захисту мереж 6 і 10 кВ і зменшуються трудовитрати під час обслуговування.

Швидкодіючими автоматичними вимикачами (рис. 7.19) називаються електричні комутаційні апарати, у яких час з моменту виникнення струму, що викликає спрацювання, до моменту початку розходження головних контактів (час розмикання) не перевищує 0,01 секунду.



Рисунок 7.19 – Швидкодіючі автоматичні вимикачі тягових мереж

Швидкодіючі вимикачі застосовуються для увімкнення і вимкнення ланцюгів постійного струму під навантаженням і автоматичного вимкнення їх у разі перевантажень і КЗ. Вони є одночасно комутаційними і захисними електричними апаратами.

У тягових мережах постійного струму напругою 3 кВ при виникненні КЗ струми можуть досягати 30–40 кА. Такі струми становлять велику небезпеку для тягових мереж і електричного обладнання своїми термічними і динамічними впливами. На відміну від електричних ланцюгів змінного струму (де струм періодично знижується до нуля і дуга гасне) в електричних ланцюгах постійного струму відбувається його наростання до сталого значення за мілісекунди. Вимкнення такого струму пов'язано з великими труднощами. На практиці вимкнення електричного ланцюга постійного струму можливе з використанням швидкодіючих вимикачів, які мають максимальний струм відключення від 15 кА до 27 кА. Це значно раніше здійснює момент досягнення струмом КЗ свого максимального значення.

За принципом роботи вимикального механізму швидкодіючі автоматичні вимикачі поділяються на дві групи:

- із пружинним вимкненням, у яких процес вимкнення досягається завдяки зусиллям, що розвиваються потужними пружинами;
- з магнітопружним вимкненням, де процес вимкнення автоматичного вимикача здійснюють завдяки як силі потужних вимикальних пружин, так і електромагнітних сил.

За здатністю реагування на напрямок струму в ланцюзі швидкодіючі автоматичні вимикачі класифікуються на:

- поляризовані, де автоматичне вимкнення відбувається за певного напрямку струму, що проходить через автоматичний вимикач;
- неполяризовані, у яких автоматичне вимкнення обумовлюється тільки величиною струму і не залежить від його напрямку.

До виконавчих функцій та сфери застосування автоматичних вимикачів належать:

- захист потужних напівпровідникових установок електроприводу та інших електроустановок з потужними тиристорними перетворювачами;
- захист електрообладнання ТП і фідерів, які відходять, міського електротранспорту (трамвай і тролейбус) тощо;
- захист ТП магістральних залізниць і промислового залізничного транспорту, а також ТП метрополітенів і електричного транспорту.

Основні елементи швидкодіючих вимикачів подано на рисунку 7.20.

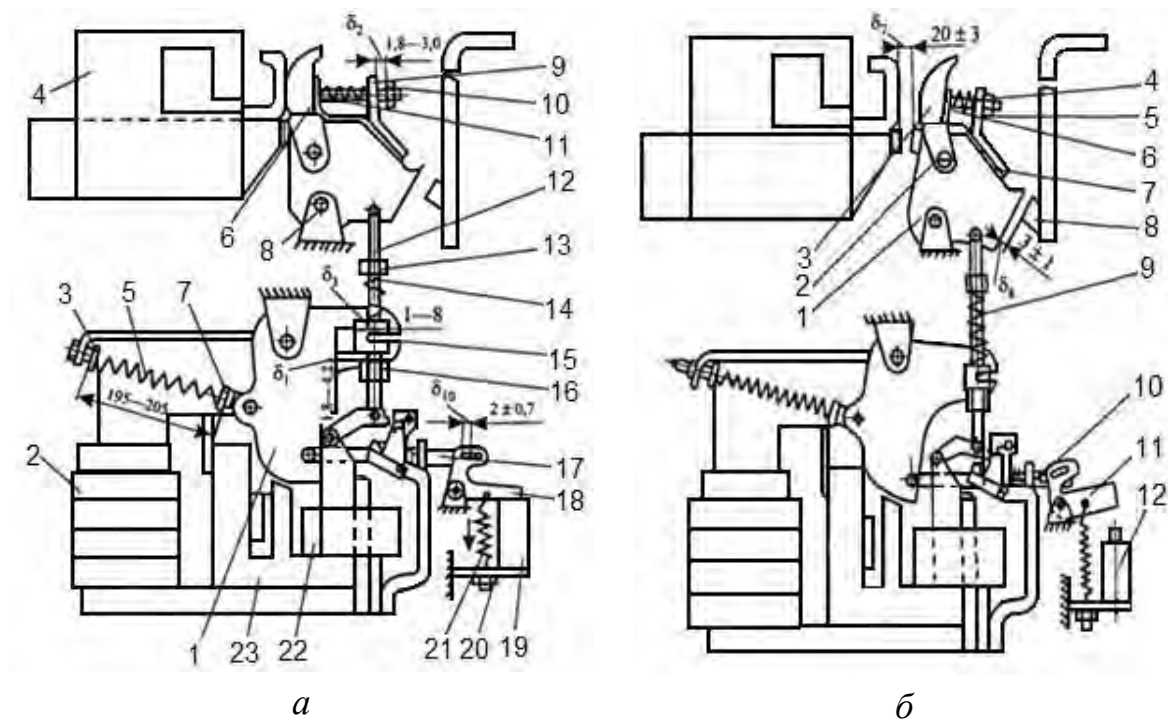


Рисунок 7.20 – Основні елементи швидкодіючого автоматичного вимикача типу ВАБ (без дугогасильної системи):
а – вимикач в увімкненому стані (1 – ярір електромагніту; 2 – котушка, що тримає; 3,7 – вкладиш; 4 – котушка магнітного дугтя; 5,11,14,21 – протидіюча пружина; 6 – контакт дугогасильний; 8, 15 – вісь; 9 – скоба; 10,13 – гайка; 12, 17 – тяга; 16 – упор; 18 – важиль; 19 – блок-контакт; 20 – гайка; 22 – котушка електромагніту; 23 – осердя); *б* – вимикач у вимкненому стані (1 – контакт рухомий; 2 – вісь; 3 – контакт дугогасильний; 4 – скоба; 5 – гайка; 6,9 – протидіюча пружина; 7 – гнучкий зв'язок; 8 – упор; 10 – тяга; 11 – важиль; 12 – блок-контакти)

Під час експлуатації автоматичні вимикачі постійно знаходяться в увімкненому стані (рис. 7.20, *а*). Під час проходження струмів КЗ, що перевищують уставку по струму, контактна система автоматичного вимикача під дією електромагнітного механізму розмикається (рис. 7.20, *б*).

Основним елементом електромагнітного механізму автоматичного вимикача є магнітопровід. У початковий момент увімкнення, ярір магнітопроводу знаходиться під дією зусилля вимикальної пружини. Проте на нього вже діє зусилля, що створюється котушкою механізму розчеплення. Вимикач переходить у попередньо увімкнений стан, долаючи зусилля протидіючої пружини. Під час проходження струму по котушці ярір механізму вільного розчеплення притягується і електричні контакти замикаються.

Автоматичне вимкнення вимикача відбувається після досягнення магнітним потоком необхідної величини головного струму для розмагнічування стрижня магнітопроводу. Це відбувається при спільній дії сил магнітного тяжіння і протидіючої вимикальної пружини.

Уставку вимикача регулюють гвинтом, при опусканні якого зменшується зазор між стрижнем і брусом. Таким чином, необхідний для вимкнення вимикача магнітний потік можна отримати за меншого струму шляхом зменшення регульованого зазору. Для збільшення струму уставки регульовальний гвинт необхідно переміщати вгору.

Дугогасильні камери мають лабіринтно-щілинну конструкцію, яка здатна розтягувати дугу до 3–4,5 м. Магнітне дуття в камері здійснюється розвиненими полюсами, що є прилеглими до камери зовні з обох боків. Загальна конструкція швидкодіючого автоматичного вимикача з основними елементами та його дугогасна система подана на рисунку 7.21.

Полюси закріплені в пристрої, на якому розташовані з двох боків камери котушки магнітного дуття. Стінки камери (рис. 7.23) розходяться вгору. З внутрішньої сторони стінок камери є клиноподібні перегородки, що перемежуються і розходяться по радіусах. Ці перегородки утворюють для електричної дуги лабіринтно-звивисту щілину, у якій дуга розтягується. У верхній частині камери лабіринт перерваний і встановлені полум'ягасильні решітки, що становлять пакети тонких сталевих пластин. Така конструкція дугогасильної камери відіграє роль охолодження і деіонізації полум'я і газів, що супроводжують електричну дугу.

Нерухомий контакт з'єднаний послідовно з котушкою магнітного дуття. До зовнішнього електричного ланцюга автоматичний вимикач під'єднується контактними виводами.

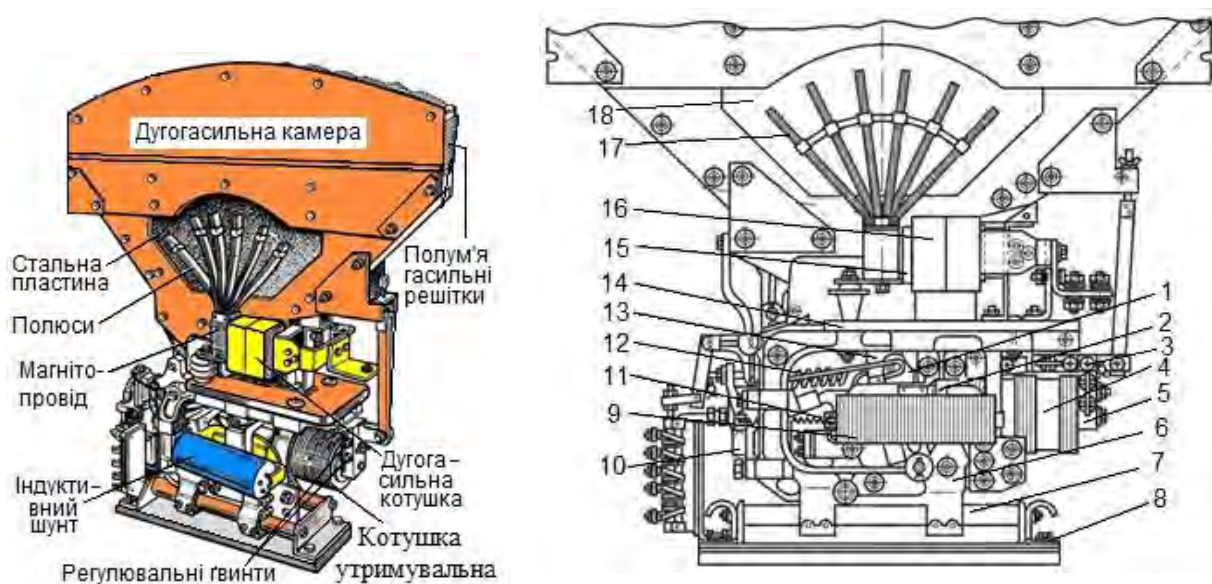


Рисунок 7.21 – Загальна конструкція швидкодіючого автоматичного вимикача з основними елементами та його дугогасна система

- 1 – якірний ричаг магнітної системи; 2 – виток (розмагнічуючий) індуктивного шунту;
 3 – регульовальні гвинти; 4 – котушка утримувальна, 5 – магнітопровід; 6 – рама;
 7,8 – опорні конструкції; 9 – індуктивний шунт; 10,11 – елементи механізму увімкнення/вимикнення; 12,13 – елементи контактної системи;
 14-17 – елементи дугогасильної системи; 18 – дугогасильна камера

Для розподілу головного струму автоматичного вимикача використовується індуктивний шунт, який впливає на процес вимкнення швидкодіючого вимикача під час аварійної ситуації. У разі виникнення КЗ різке зростання струму призводить до збільшення опору індуктивного шунта завдяки індуктивності, внаслідок чого велика частина струму КЗ протікає через виток котушки електромагніту. Різке зростання струму у витку, завдяки впливу шунта, прискорюється процес вимкнення автоматичного вимикача.

За нормального режиму роботи ланцюга індуктивність шунта не впливає на розподіл струмів по гілках. При одній величині струмів нормального режиму і КЗ в індуктивний шунт відгалужуються різні струми. Індуктивний шунт автоматично знижує уставку вимикача у разі швидкого наростання струму КЗ в електричному ланцюзі.

Швидкодіючі запобіжники – це електричні апарати (рис. 7.22), що призначені для розмикання електричних ланцюгів шляхом розплавлення плавкої вставки у разі виникнення струму більше заданої величини.



Рисунок 7.22 – Швидкодіючі запобіжники електротранспорту

У схемах електричного транспорту та тягових мереж запобіжники використовуються для захисту електричних ланцюгів обладнання і приладів від короткого замикання, різких перепадів напруги.

Швидкодіючі запобіжники розраховані так, щоб зменшити час спрацювання, значення I^2t , пікового струму, що пропускається і напругу дуги. Швидкодіючі запобіжники для тягових систем мають дещо іншу конструкцію, ніж звичайні промислові запобіжники такого саме номіналу, і зазвичай працюють за більш високих температур. Тому під час конструювання швидкодіючих запобіжників доводиться враховувати більш високе тепловиділення, а також більш високу швидкість цього процесу, який має вибуховий характер.

Правильний розрахунок запобіжника дозволяє досягти так званого струмообмежувального ефекту, коли плавка вставка запобіжника згорає задовго до того, як струм перевантаження досягне свого максимального значення (рис. 7.23).



Рисунок 7.23 – Струмообмежувальний ефект запобіжника

Разом із тим його спрацювання повинне відбутися без руйнівних перевантажень електричного ланцюга. Це є одна з основних переваг плавких запобіжників перед автоматичними вимикачами, які здатні розірвати ланцюг тільки за десятки мілісекунди. За цей час струм у мережі частотою 50 Гц кілька разів встигає досягти свого максимального значення, що призводить до значних перевантажень обладнання, що захищається.

Плавкі запобіжники можуть бути встановлені послідовно із кожним з напівпровідникових пристроїв змінного або постійного струму (рис. 7.24) і таким чином точно відреагувати на кидки струму в конкретній ділянці ланцюга.

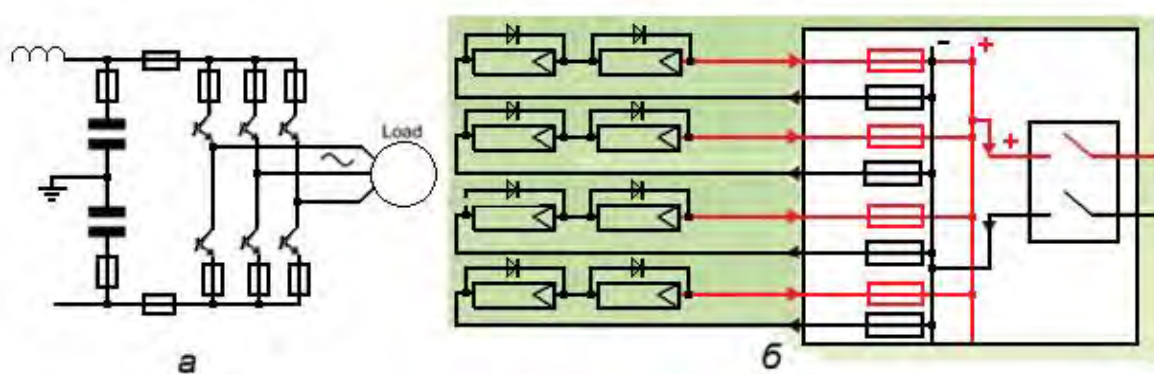


Рисунок 7.24 – Електричні схеми установки запобіжника:

а – змінного струму; б – постійного струму

У багатьох випадках це дозволяє врятувати схему від коштовного ремонту. Іноді запобіжник в аварійній ситуації відіграє роль захисту не тільки конкретного електричного ланцюга, але і всього пристрою загалом.

Особливо це стосується процесу розриву електричного ланцюга на постійному струмі, тому що запобіжнику набагато складніше його вимикати через зростаючі перехідні процеси під час виникнення КЗ. Спеціальні запобіжники постійного струму мають точно розраховані параметри, що сприяє забезпеченню їхнього спрацювання за малих перевантажень, швидко і надійно захищаючи електричне обладнання.

Для ефективного розсіяння тепла, а також витримання ударних навантажень, корпус запобіжників робиться з матеріалів більш високого класу. Щоб відповідати за розміром захисному електричному обладнанню систем тягових мереж, швидкодіючі запобіжники часто виробляються в корпусах меншого розміру, що висуває ще більш високі вимоги до якості.

Обмежувачами перенапруг (розрядниками) (рис. 7.25) називаються електричні апарати, що здійснюють захист електрообладнання від перенапруг, які виникають під час атмосферних розрядів, а також в результаті явищ, що викликані не усталеними процесами та іншими причинами.



Рисунок 7.25 – Обмежувачі перенапруг

Обмежувачі перенапруг виготовляються на основі металооксидних варисторів без іскрових проміжків, з безпосереднім нанесенням на них полімерній ізоляції. Застосовуються вони в мережах змінного та постійного струму, тягових підстанцій та ЕРС.

Існує декілька типів розрядників для захисту (рис. 7.26). Наприклад, трубчасті розрядники (рис. 7.26, а) використовуються для захисту ізоляції ліній. Вентильні розрядники (рис. 7.26, б), призначені для захисту тягових підстанцій та інших об'єктів.

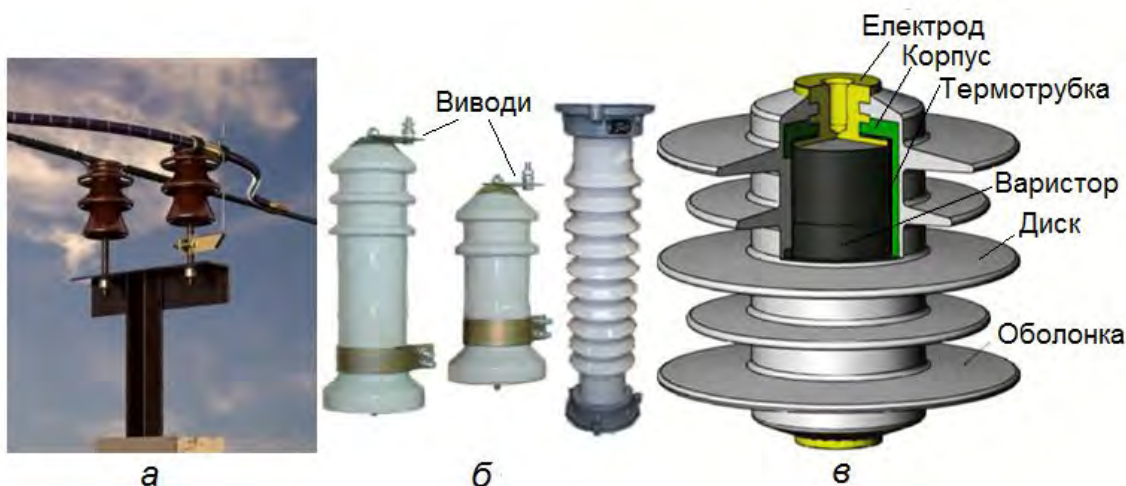


Рисунок 7.26 – Обмежувачі напруг:

а – трубчасті; б, в – вентильні

Трубчасті розрядники вибирають за номінальною напругою мережі і струмами вимкнення. Вентильні розрядники вибирають за номінальною напругою і їхнім призначенням.

Конструктивно обмежувачі перенапруг (див. рис. 7.26, в) складаються з напівпровідникового елемента з нелінійною величиною опору. У ролі таких елементів виступають вілітові диски. Їхня кількість залежить від категорії об'єкта, що захищається. Зовні диски покриті захисною оболонкою, а на кінцях є електричні виводи. Один з виводів підводиться до електричного ланцюга, що захищається, а другий заземлюється.

Принцип роботи обмежувача, а також межа його спрацьовування, під час розряду блискавки або інших імпульсних розрядів, визначається вольтамперною характеристикою (рис. 7.27).

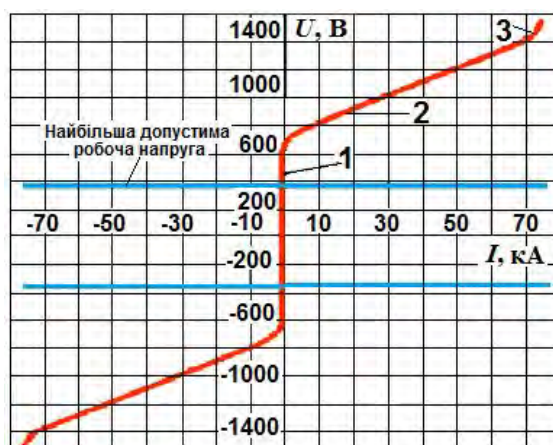


Рисунок 7.27 – Вольтамперна характеристика обмежувача напруг:

- 1 – область нульових або малих струмів; 2 – область середніх струмових навантажень;
3 – область максимального струму

Як видно з рисунку 7.29 під час роботи обмежувача до 600 В струм, що протікає через нього, дорівнює нулю. Як тільки це значення перетне позначку 600 В, то опір різко зменшиться, а струм, що протікає, різко збільшиться до сотень і тисячі ампер.

За номінальної напруги опір варисторів великий і струм через них не протікає. Його опір ізоляції порівнюється з ізоляцією кабелів і електричного обладнання та приладів.

У разі виникнення грозових розрядів або інших високовольтних імпульсів опір нелінійних резисторів всередині обмежувача напруг різко знижується. Водночас цьому струму розряду проходить тільки через обмежувач перенапруги на землю, чим і забезпечується захист електрообладнання і лінії.

7.6 Приклад визначення параметрів мереж

Дана трифазна мережа змінного струму напругою 380 В, частою 50 Гц, яка має розподільний пристрій типу ШМА 4 і захищена автоматичним вимикачем типу ВА. Відповідно до таблиці Д.2 для цієї мережі обраний розподільний пристрій типу ШМА 4-1250-44-У3, який має такі параметри:

- номінальний струм $I_N = 1250$ А;
- номінальна напруга $U_N = 660$ В;
- допустимий ударний струм шинопроводу $i_{dsc} = 90 - 70$ кА;
- втрати напруги $\Delta U = 0,0893$ В/м;
- питомий активний опір $r_o = 0,0338$ Ом/км;
- питомий реактивний опір $x_o = 0,0163$ Ом/км;

Виконати розрахунок параметрів та вибрати автоматичний вимикач і параметри марки проводу АПВГ шинопроводу розподільного пристрою.

Розв'язання

Допустимий тривалий струм мережі (без урахування електродвигунів)

$$I_l = I_N = 1250 \text{ А (згідно із завданням).}$$

Вибір параметрів автоматичного вимикача типу ВА відповідно до умов:

$$I_{NSw} \geq I_{Nr} \quad I_{Nr} \geq I_l = 1250 \text{ А,}$$

де I_{NSw} – номінальний струм вимикача, А;

I_{Nr} – номінальний струм розчеплювача, А.

Відповідно до таблиці Г.1 обраний автоматичний вимикач типу ВА53–43–3, який має такі параметри:

$$U_{NSw} = 380 \text{ В; } I_{NSw} = 1600 \text{ А}$$

Номінальний струм розчеплювача I_{Nr} – регулюється ступенями:

$$0,63I_{NSw} - 0,8I_{NSw} - 1,0I_{NSw}$$

Для автоматичного вимикача з обраними параметрами:

$$I_{Nr} = 0,8I_{NSw} = 0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ A};$$

Таким чином, умова виконується:

$$1600 \text{ A} > 1280 \text{ A}.$$

Згідно з таблицями Д.3 та Д.4 вибирається провідник типу АПВГ відповідно параметрам автоматичного вимикача та умовам:

$$I_{vk} \geq K_{pr} \cdot I_{Nr} = 1,25 \cdot 1280 = 1600 \text{ A}$$

де I_{vk} – допустимий струм провідника, А;
 K_{pr} – коефіцієнт захисту (для вибухо-пожаронебезпечних приміщень $K_{pr} = 1,25$; для нормальних приміщень $K_{pr}=1$). Обрано $K_{pr}=1,25$.

У результаті обраний провід таких параметрів і марки:

$$\text{АПВГ-6} \times (3 \times 185) \text{ при струмі } I_{vk} = 6 \times 270 \text{ A}.$$

Відповідь:

1. Обраний автоматичний вимикач типу ВА53–43–3, який має розрахункові та установчі параметри (табл. Г 1):

– струм уставки спрацювання теплового розчеплювача:

$$I_{ur\ sct} = 1,25I_{Nr};$$

– струм уставки спрацювання електромагнітного розчеплювача:

$$I_{ur\ sce} = 2I_{Nr};$$

– максимальний струм вимкнення автоматичного вимикача:

$$I_{tc} = 31 \text{ кА}.$$

2. Обраний провідник марки АПВГ для розподільного пристрою ШМА 4–1250–44–УЗ.

Контрольні запитання

1. До яких небажаних наслідків призводить електричний струм, що проходить по проводах контактної мережі?
2. Який струм приймається як розрахунковий для тягової мережі?
3. Які існують причини, що викликають вимушені режими роботи системи електропостачання мережі?
4. Перелічити причини виникнення КЗ у тяговій мережі?
5. Чому під час розрахунків прийнято визначати мінімальне та максимальне значення струмів КЗ.
6. Які існують поширені методи захисту від струму КЗ у 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. У яких мережах використовується максимальний струмовий захист?
11. У яких випадках використовується струмове відсічення?
12. У 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.

8 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ МІСЬКОГО ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ

8.1 Структура і завдання автоматизованої системи керування

Автоматизовані системи електропостачання наземного транспорту і метро становлять складний комплекс з інтегральними функціями керування, які виконуються і регулюються обладнанням постійного і змінного струму ТП. Застосування таких систем забезпечує підвищення надійності та якості електроенергії, а також скорочення її витрат, як в нормальних режимах експлуатації, так і в аварійних ситуаціях.

Основними функціями автоматизованої системи електропостачання транспорту (рис. 8.1) є:

- діагностика і запобігання аварійним ситуаціям;
- складання графіків профілактичних ремонтів і облік часу простою технологічного обладнання;
- автоматизований облік за витратою електроенергії на кожній лінії, що живиться від системи й об'єктивний аналіз втрат;
- утримання обсягу оперативної пам'яті, необхідність її миттєвої обробки для видачі керуючих впливів.



Рисунок 8.1 – Автоматизована система електропостачання міського транспорту

Керування електропостачанням транспорту та координація роботи автоматизованих систем проводиться з центрального диспетчерського пункту (ЦДП). Система ЦДП обладнана автоматизованими засобами передачі, збору, обробки, відображення та зберігання інформації. Зв'язок із підрозділами здійснюється також телефоном і за допомогою радіостанції.

У сферу діяльності ЦДП входить:

- координація робіт ремонтного й оперативного персоналу ТП, бригад ремонту та обслуговування контактної і кабельної мережі;
- керування і керівництво роботами з ліквідації аварійних ситуацій, а також ненормальних режимів роботи обладнання;
- зв'язок з енергопостачальними організаціями, центральним диспетчером, службою головного ревизора;
- оперативне керування підрозділами енергослужб.

В основу побудови будь-якої автоматизованої системи керування електропостачанням міського транспорту (АСК МЕТ) покладено ієрархічний принцип, який полягає в тому, що вся система розбивається на окремі підсистеми або рівні керування (рис. 8.2).

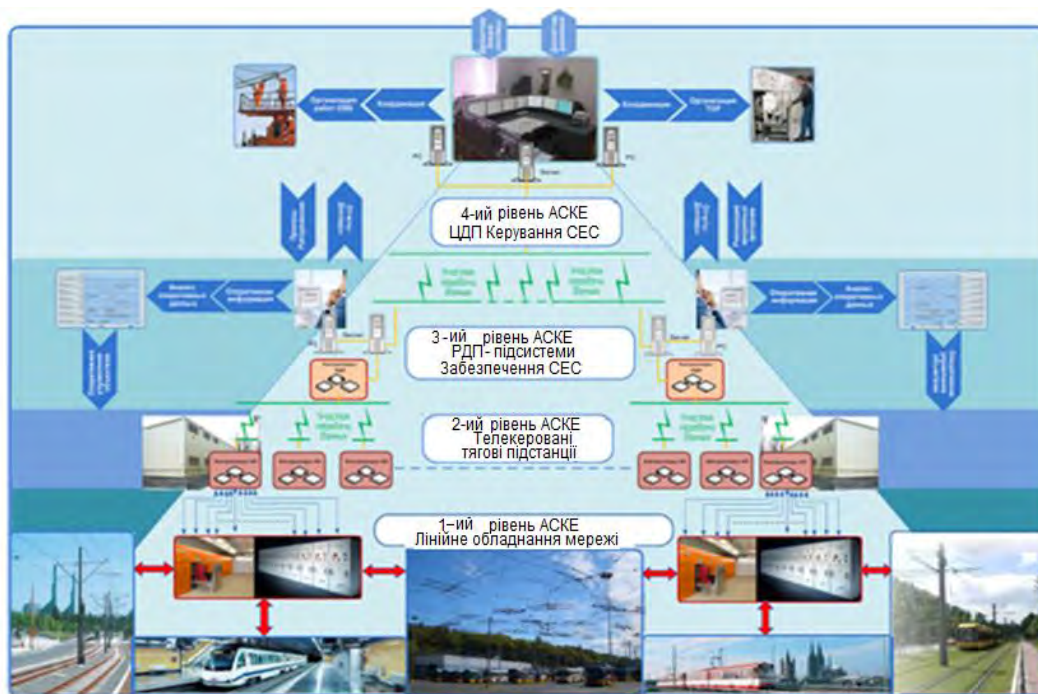


Рисунок 8.2 – Автоматизована система електропостачання міського електричного транспорту

Така структура сприяє створенню комплексу зовнішніх і внутрішніх технічних засобів і систем телемеханіки, у які входять системи збору, передачі, обробки, відображення, зберігання інформації, а також модернізація периферійного обладнання контактної-кабельної мережі і ТП.

Застосування такого принципу побудови структури електропостачання транспорту обумовлено необхідністю:

- наявності диспетчерського керування на всіх рівнях;

- розподілу функцій диспетчерів систем електропостачання;
- диференціювання інформації щодо конкретної ситуації.

Розглянемо роботу автоматизованої системи електропостачання наземного міського електротранспорту (МЕТ) на прикладі його експлуатації у структурі мережі міста Харкова.

Загальна протяжність контактної мережі трамвая і тролейбуса в місті Харкові становить 812 км.

Протяжність високовольтних кабельних ліній – 387 км.

Протяжність кабельних ліній постійного струму – 384 км.

Зараз в енергослужби ХГКП «Міськелектротранс» експлуатуються 60 перетворювальних тягових підстанцій із загальною встановленою потужністю 193,8 МВт.

Сучасні автоматизовані системи електропостачання МЕТ оснащені елементами контактної-кабельної мережі з виконавчими пристроями, а також пристроями збору і передачі інформації (див. рис. 8.2).

На *першому рівні* автоматизованої системи передбачено отримання інформації про:

- наявність напруги на ділянках секціонування контактної мережі;
- стан контактного проводу (механічний натяг на анкерних ділянках, знос, допустима температура нагріву тощо);
- керування лінійними та кабельними роз'єднувачами.

На *другому рівні* автоматизованої системи на додаток до існуючих функцій також передбачено:

- дистанційне керування командною і сигнальною апаратурою секційних та лінійних роз'єднувачів;
- збір інформації від лічильників активної та реактивної енергії за кількома тарифами, її початкова обробка і зберігання.
- збір інформації від датчиків телевимірювання поточних значень навантаження по лінії живлення і випрямних агрегатів;
- збір інформації з контрольованих пунктів (КП) з метою отримання деяких розрахункових функцій і вироблення керуючих впливів на технологічне обладнання. Це підвищує надійність системи загалом, особливо в аварійних ситуаціях.

Третій рівень автоматизованої системи обладнаний пристроями телемеханіки та обчислювальної техніки і конфігурує в залежності від покладених завдань і обсягу інформації, що обробляється. Принцип дії телемеханічної системи подано на рисунку 8.3.

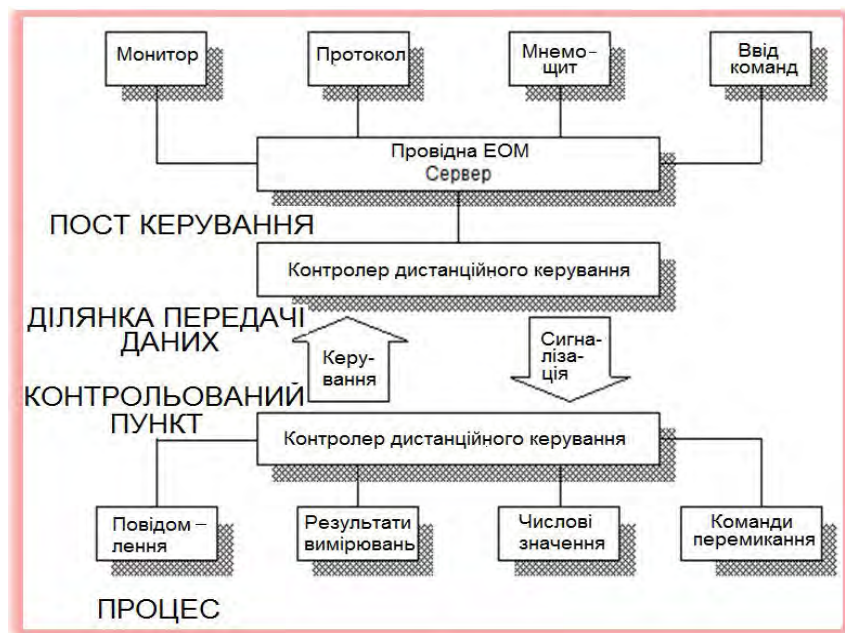


Рисунок 8.3 – Принцип дії телемеханічної техніки

Керування автоматизованими системами електропостачання транспорту на перших трьох рівнях здійснюється через районні диспетчерські пункти (рис. 8.4).

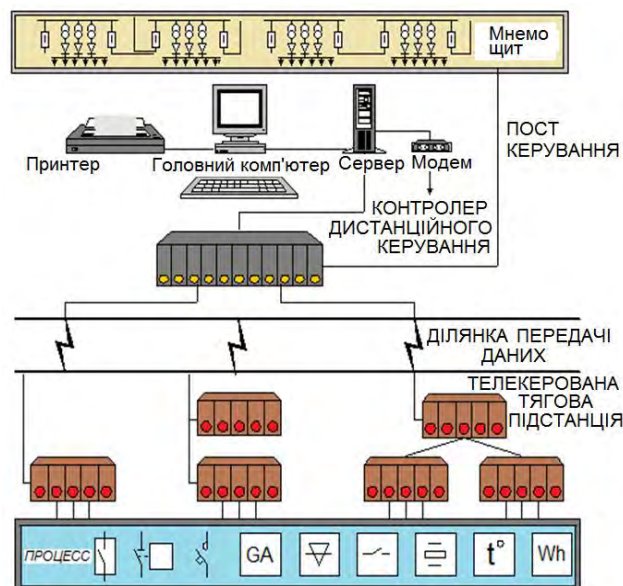


Рисунок 8.4 – Структура систем телемеханики і керування

Районні диспетчерські пункти(РДП) виконують такі функції:

- керування функціональними і лінійними об'єктами ТП за допомогою засобів телекерування;

- отримання інформації про несправності периферійного обладнання та його режимах роботи;
- відтворення і відображення інформації;
- обробки інформації, її диференціювання і здійснення передачі на більш високий рівень;
- виконання службових команд з більш високих рівнів;
- отримання інформації за викликом і в аварійних ситуаціях;
- ретрансляція інтегральних і поточних значень телевимірювання на більш високий рівень.

Четвертий рівень автоматизованої системи електропостачання МЕТ обладнаний пристроями телемеханіки та обчислювальної техніки для збору, обробки та зберігання інформації, яка надходить від РДП на ЦДП, де передбачено:

- збір інформації, що надходить із нижніх рівнів про роботу автоматизованої системи загалом, її обробка та зберігання;
- координація роботи окремих підсистем оперативного керування;
- керування аварійним режимом для прискорення відновлення живлення контактної мережі;
- керування та контроль за ремонтно-профілактичним обслуговуванням устаткування;
- централізований облік (споживання електроенергії; облік часу простоїв і перерв МЕТ; планування оглядів і ремонтів технологічного обладнання; температури нагріву контактного проводу; зв'язок з іншими автоматизованими системами керування і тощо).

На більш високих рівнях керування автоматизованої системи електропостачання транспорту завдяки пристроям обробки телемеханічної інформації виконуються такі функції:

- прийом повідомлень телесигналізації (ТС), телевимірювання (ТВ), виробничо-статистичної інформації (ВСІ);
- проводиться програмне і спорадичне опитування параметрів систем.

Вся інформація, яка надходить від периферійних пристроїв телемеханіки на ЦДП, заноситься в бази даних і зберігається у вигляді архівів з обов'язковим резервним копіюванням.

Отже, автоматизована система керування енергопостачанням міського електротранспорту (АСКЕ МЕТ) призначена для безперервного автоматичного контролю і діагностування роботи технологічного устаткування, пристроїв ТП, технологічних процесів електропостачання ліній МЕТ.

У межах ТП система АСКЕ МЕТ також керує автоматизованими процесами введення живлення, роботи агрегатів, лінійних фідерів, шаф власних потреб, негативної шини. Широкі комунікаційні можливості автоматизованих систем сприяють інформаційній взаємодії з іншими системами і пристроями на рівнях ЦДП і КП.

За структурою АСКЕ МЕТ належить до дворівневих систем із територіально розподіленим устаткуванням, розташованим у будівлях ТП (КП системи, ЦДП, на АРМ керівників) або в адміністративних будівлях, об'єднаних технологічною системою передачі даних.

В основу побудови системи АСКЕ МЕТ закладений модульний принцип, що забезпечує можливість автоматизації будь-якої кількості підстанцій різної оснащеності, а також їх апаратних і програмних пакетів.

Окрема функція АСКЕ МЕТ – це сукупність завдань, спрямованих на досягнення загальної мети керування й об'єднаних єдиним критерієм.

До складу технічних засобів, необхідних для функціонування АСК тягових підстанцій (АСК ТП), входять:

- базовий сервер, який виконує функції оперативно-інформаційного комплексу й оперативного керування режимом;
- сервери зв'язків (на невеликих ТП інтегрований з базовим сервером), які виконують комунікаційні функції з устаткуванням нижнього рівня АСК ТП, рівнем районних енергетичних систем (РЕС) або іншими автоматизованими системами цього рівня;
- клієнтська частина на базі ПЕОМ і графічних робочих станцій з використанням АРМ користувачів;
- обчислювальна мережа, що забезпечує підключення локальних і видалених кінцевих користувачів.

Робочі місця користувачів АСК ТП із постійним оперативним персоналом будуються на базі ІВМ, що сумісні з ПЕОМ, офісного або промислового виконання, які працюють автономно або в складі лінії. На невеликих ТП без персоналу можуть використовуватися переносні ЕОМ.

В автоматизованій системі АСК ТП передбачаються:

- АРМ користувачів у службах і відділах;
- АРМ оперативного чергового персоналу.

Підсистема АСКЕ МЕТ на рівні станцій і ТП виконана на базі лічильників електроенергії і пристроїв збору і передачі даних (ПЗПД), які вирішують такі основні завдання:

- збір даних із лічильників про електроенергію і потужність;
- передачу даних про електроенергію і потужність в АСКЕ РЕС;
- передачу даних про електроенергію і потужність в АСК ТП для вирішення технологічних, режимних і інформаційних завдань.

8.2 Структура і функції центрального диспетчерського пункту

Система автоматизації ТП забезпечує централізацію інформації на сервері ЦДП, а саме: результати контролю, вимірів і діагностування, телекерування пристроями ТП через автоматизовані робочі місця диспетчерів (АРМ). Керування усіма ТП розподілене по АРМ: операторів, старших операторів (умовно для великих мегаполісів), диспетчерів. Усі АРМ, забезпечені необхідним обладнанням та 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 диспетчерів ЦДП про вихід стану і параметрів керованих об'єктів за нормальне значення, 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 інспекційний відділ;
- формування звітної документації, що відображує якість роботи ЦКЕ загалом і якість функціонування окремих ТП і устаткування;
- архівація і перегляд протоколів дій операторів, перемикачів устаткування і записів реєстраторів подій при спрацьовуванні захисту;
- керування інформаційною базою документації ЦДП про зміну складу технічних засобів ТП, контактної і кабельної мережі;
- керування бібліотекою технічних характеристик устаткування;
- архівація і обробка статистичних даних про кількість і види відмов пристроїв автоматики, телемеханіки та інших технічних засобів.

Диспетчерське керування електропостачанням наземного МЕТ складається з двох адміністративних підрозділів.

У *перший підрозділ* диспетчерського керування входить диспетчерський персонал, на який покладаються такі функції:

- забезпечення взаємодії між експлуатаційними підрозділами енергосистеми, що беруть участь у ремонтних і відновних роботах під час аварійних ситуацій та планових ремонтів;

- дозвіл виробництва робіт на ТП за наказом зі зняттям підстанції з телекерування на ЦДП;
- організація і керівництво усуненням ушкоджень з метою якнайшвидшого відновлення руху ЕРС на лінії;
- узгодження ремонтних робіт устаткування ТП, контактній і кабельній мережі;
- оперативний зв'язок із диспетчерським апаратом підприємства керування рухом ЕРС і зовнішніми організаціями, що впливають на електропостачання МЕТ та передачу поточної і узагальненої інформації керівництву підприємства енергогосподарства.

Другий підрозділ має оперативний персонал, який входить у ЦДП і складений з чотирьох операторів і двох старших операторів, які мають відповідні обов'язки.

Оператори ЦДП забезпечують:

- безперервний контроль функціонування і технічного стану устаткування ТП, що входять у 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 у сектор відповідальності;
- оперативне керування комутаційним устаткуванням ТП з метою ліквідації наслідків аварійних ушкоджень і відновлення нормального режиму електропостачання.

8.3 Програмне забезпечення центрального диспетчерського пункту керування

Для побудови верхнього рівня АСКЕ МЕТ використовується склад програмних пакетів фірми Intellution. Пакет має кількість контрольованих параметрів і команд керування, заявлених у технічних вимогах, що складаються з більше ніж 50 000 сигналів.

Усе програмне забезпечення працює під керуванням ОС Windows 2000. Система має пакет iFIX, який є повністю інтегрованим сімейством програмних продуктів для промислової автоматизації, заснований на відкритій компонентній технології. Такий підхід полегшує взаємодію між

завданнями оперативного й інформаційного рівня, а також між компонентами iFIX і додатками інших фірм.

Пакет iFIX дозволяє нарощувати і модернізувати систему ASKE MET відповідно до зростання числа ТП. Водночас не зупиняється процес моніторингу і керування встановленим устаткуванням, при збереженні його структури і основних функцій елементів.

Основними функціями пакету iFIX є:

- резервування серверів, можливість їхнього перемикавання 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 робота їх з сервісом Windows 2000;
- розподілена база даних, що дозволяє з будь-якого робочого місця оператора дістати доступ до інформації на будь-якому сервері. Можливо, зокрема, одночасно отримувати інформацію з декількох серверів, і керувати устаткуванням, під'єднаним 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 зі зміною стану устаткування ТП, його захисту, а також команд операторів і квитанцій про їхнє проходження реєструються в журналах на АРМ і в архіві сервера з використанням пакету Historian. 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 автоматизованих систем 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. 8.5), яка є базовим елементом нижнього рівня в побудові системи локальної автоматизації і диспетчеризації ТП. Вона містить необхідні місця для кріплення контролера MOSCAD (рис. 8.6), радіостанції GM350, блоків живлення і акумуляторної батареї місткістю 25 А·ч, блоків розв'язки і роз'ємних з'єднань.



Рисунок 8.5 – Шафа телемеханіки центрального диспетчерського пункту



Рисунок 8.6 – 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 ТП, який без зусиль здатний виконати персонал середньої кваліфікації. Цей перелік

прописується в контролер, що визначає логіку його роботи. Далі зміст переліку передається верхньому рівню системи для правильного трактування даних, що приймаються, і формування команд керування.

Основою шафи телемеханіки є контролер MOSCAD, який представляє базовий видалений термінальний пристрій (RTU) для побудови систем SCADA від компанії Motorola. Це інтелектуальний пристрій на базі 32/16 розрядного мікропроцесора MC68302 з певною архітектурою. Контролер забезпечує 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. 8.7).



Рисунок 8.7 – Процес передачі інформації

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).

Основною перевагою цього типу контролера серед представлених на ринку є 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 автоматизованої 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 бути вузлом для ретрансляції даних від інших RTU.

Контролер шафи телемеханіки здатний керувати такими механізмами:

- масляними вимикачами;
- кременевими випрямлячами;
- запасними і лінійними вимикачами;
- роз'єднувачами і перемикачами запасних шин;
- секційними вимикачами;
- секційними роз'єднувачами.

Разом з цим за кожним типом устаткування реєструється властива для нього інформація: положення, стан, величина струму і тощо. Контролер також здатний «відстежувати» стани окремих дискретних сигналів, наявність яких занадто специфічні для кожної ТП, 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 лінійних випрямлячів (ЛВ), відпрацьовує алгоритми АПВ і струмочасового захисту.

Алгоритм АПВ виробляє повторне включення ЛВ під час його вимкнення від перевантаження або з іншої причини. Основне завдання полягає в безпечному увімкненні ЛВ, для цього реалізуються серії декількох увімкнень через різні тимчасові інтервали, які задаються окремо для кожного ЛВ технологом, який враховує особливості експлуатації ЛВ.

Алгоритм ТВЗ дозволяє уникнути роботи лінії фідера на короткозамкнуте навантаження. По кожному ЛВ з АРМ технолога, як і у попередньому випадку, вводяться уставки, які визначають навантаження на цьому напрямі. Системи автоматики дозволяють через ЛВ короткочасно віддавати великі струми, особливо це важливо в моменти пуску рухомого складу. Це запобігає тривалим перевантаженням, які призводять до ушкодження струмопровідних ліній.

Для оптимізації каналу зв'язку використовується система SCADA (рис. 8.8).



Рисунок 8.8 – Система SCADA та її можливості

Система завантажує і передає тільки стійкі, з погляду алгоритмів, стани ЛВ, а також «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 та їхні функції

Система АСДК МЕТ забезпечує збір даних телесигналізації і телевимірювань з тягових і знижувальних ТП, їхнє автоматичне керування і телекерування устаткуванням через диспетчерський пункт.

Чіткість роботи міського електрифікованого транспорту безпосередньо залежить від безперебійного і якісного постачання електроенергією. В результаті система забезпечує збір даних

телесигналізації і телевимірювань, їхню передачу, а також локальне автоматичне керування устаткуванням ТП по командах телекерування.

Окрім основної функції, в АСДК МЕТ передбачено вирішення завдань підвищення енергоефективності й енергозбереження шляхом організації технічного і комерційного обліку електроенергії і контролю графіка навантаження. На цей час широко використовуються 2 модифікації сучасних контролерів автоматики і телемеханіки серії «ТМ3» для керування системою електропостачання МЕТ (рис. 8.9).



Рисунок 8.9 – Контролери телемеханіки і локального автоматичного керування

Контролери призначені 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 ТП, а також вентиляними агрегатами показана на рисунка 8.10 та 8.11.

Контролери виконують 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;

- [illegible]

191

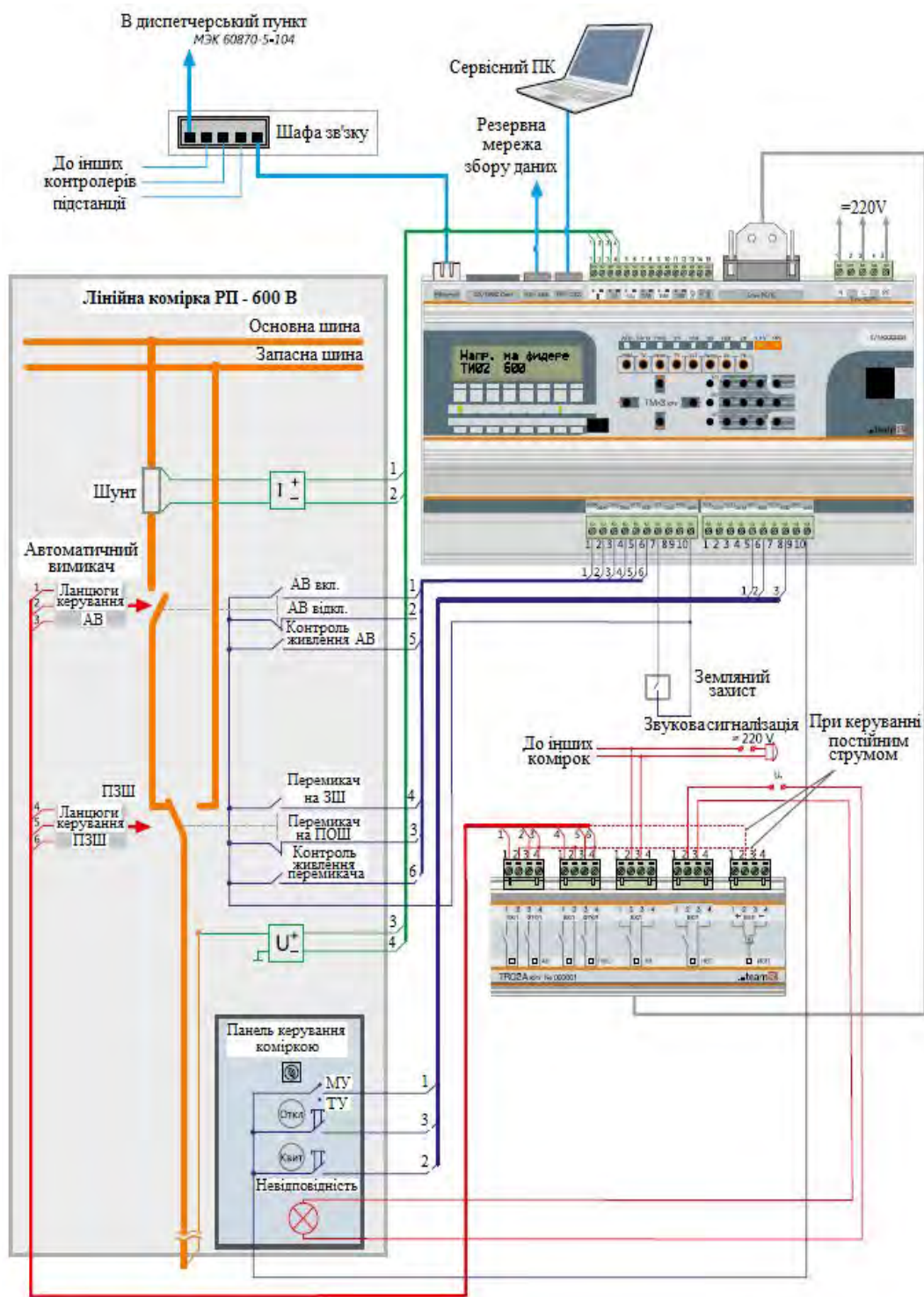


Рисунок 8.11 – Система керування випрямними агрегатами на базі контролера керування типу ТМЗ-КВА

Таким чином, використання сучасних автоматизованих систем керування сприяє розв'язанню багатьох задач підвищення енергоефективності і енергозбереження, а також контролю обліку електроенергії і контролю графіків навантаження.

8.6 Структура автоматизованого керування метрополітену

Наразі все більшу увагу отримують комплексні системи автоматизованого управління рухом ЕРС, які призначені для збільшення пропускної і провізної здатності ліній, підвищення безпеки руху, економії електроенергії, поліпшення культури обслуговування пасажирів.

Для вимог роботи сучасного метрополітену характерно використання комплексних систем, які пов'язані з програмним забезпеченням роботи устаткування. Такий вид автоматизованого керування розділений на дві системи:

- комплексна система організації руху потягів на лінії метрополітену, що звільняє машиністів від одноманітних, часто повторюваних під час керування операцій;
- комплексна система диспетчерського керування (КАСДК), яка вирішує завдання керування пристроями життєзабезпечення.

Сучасна автоматизована система руху ЕРС має систему диспетчерського керування та диспетчерської централізації (рис. 8.12).

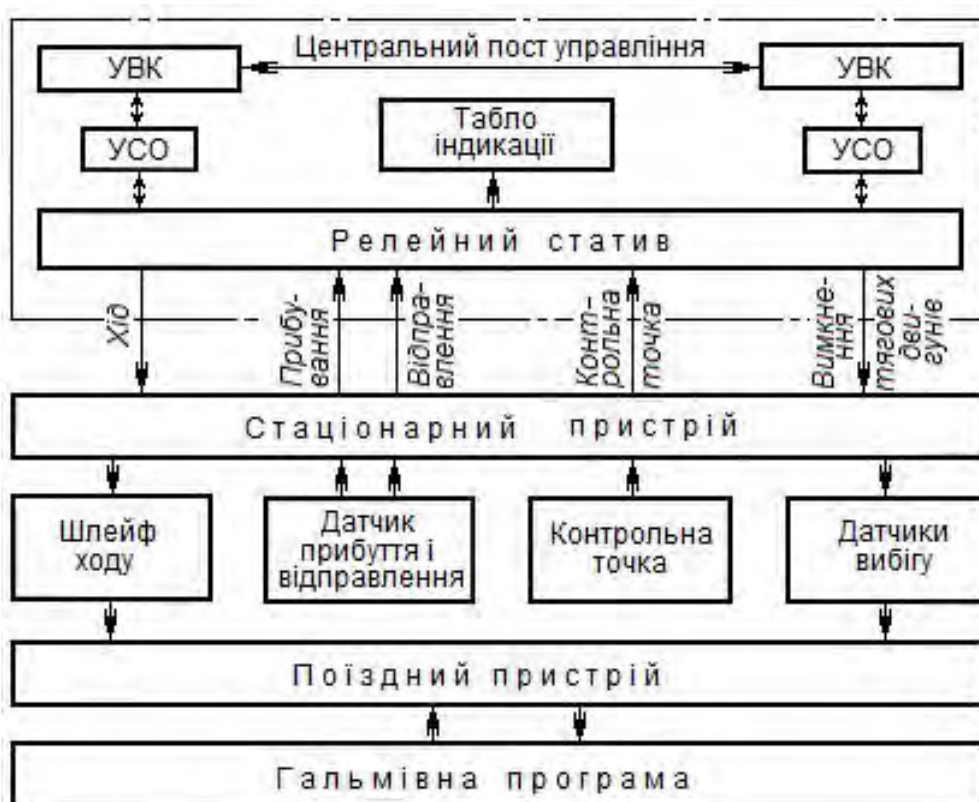


Рисунок 8.12 – Структурна схема комплексної системи автоматизованого управління рухом потягів

Центральний пост управління (ЦПУ) призначений для прийому сигналів про рух всіх потягів на лінії і вироблення команд управління на відправлення їх зі станцій і управління часом ходу по перегону. ЦПУ побудований на базі двох керувальних обчислювальних комплексів (УВК). Один УВК працює в режимі управління, інший перебуває в резерві. ЦПУ через пристрої узгодження з об'єктом (УСО) і релейний статив з'єднаний кабельними лініями зв'язку з кожним станційним пристроєм.

Під входження потяга на станцію (з релейної шафи системи інтервального регулювання) сигнал з датчика прибуття через станційний пристрій передається на ЦПУ. На основі інформації про планове значення графіка і сигналів фактичного прибуття потяга виробляється команда за 5 с до моменту програмного відправлення потяга зі станції. Така ж інформація передається через шлейф ходу на потяг по кабельних лініях зв'язку.

Пристрій потяга за сигналом «хід» здійснює звукове сповіщення машиністу, шляхом увімкнення радіо-інформатора. Далі відбувається відпускання гальм після закриття дверей і відправлення потяга. За сигналом про проходження потягом контрольної точки (індуктивного датчика), встановленої на початку зони виключення ТЕД, обчислюється час, що залишився у ходу від моменту фактичного відправлення потяга (визначається за сигналом датчика відправлення) до моменту прибуття його на наступну станцію за графіком.

Станційні пристрої відіграють роль ретрансляторів команд і сигналів між поїзним пристроєм і ЦПУ. Наприклад, на інформаційному табло, висвічуються всі сигнали про прибуття та відправлення потяга зі станції, а також проходження контрольних точок і виробляються команди на відправлення потягів і вимкнення ТЕД.

Автоматизована система управління потягами складається з двох підсистем: безпеки руху, яка має пристрої автоматичної локомотивної сигналізації (АЛС) і автоматичної регулювальної системи (АРС), а також системи автоведення потягів.

Автоматизована система АРС визначає допустиму швидкість потяга залежно від місця його розташування попереду, що йде і постійних обмежень швидкості. У разі перевищення допустимої швидкості потягом здійснюється перехід на увімкнення гальм. У разі зниження швидкості здійснюється перехід на режим вибігу.

Для інтервального регулювання і забезпечення безпеки руху застосовується однобічне автоматичне блокування. Дія автоблокування

заснована на огороженні блок-ділянок світлофорами. Показання світлофорів поставлені в залежність від стану блок-ділянок та перемикаються автоматично після появи на них потяга. Контроль вільності або зайнятості блок-ділянок потягом здійснюється за допомогою електричних рейкових ланцюгів.

В автоматизованій системі передбачено (залежно від довжини шляху, вільного для руху) п'ять ступенів допустимої швидкості: 0, 40, 60, 70 і 80 км / год. У разі припинення надходження зі шляху кодових сигналів рух потягу може здійснюватися зі швидкістю не більше 20 км / год при натиснутій машиністом кнопці пильності.

Максимальне зближення потягу з перешкодою можливо на відстані гальмівного шляху при допустимій швидкості руху. Зміна ступеня допустимої швидкості в міру зближення потягу з перешкодою дозволяє вибрати найбільш раціональний режим його руху. Пропускна здатність лінії метрополітену при устаткуванні її автоматичними пристроями АЛС-АРС збільшується порівняно з лінією, обладнаною автоблокуванням, на 20–25 % і досягає 45–48 пар потягів на годину. Завдяки безперервному контролю фактичної швидкості і обмеження її в межах допустимої автоматична система АЛС-АРС забезпечує високу ступінь безпеки руху потягів.

Система автоматичної локомотивної сигналізації з автоматичним регулюванням швидкості (АЛС-АРШ) складається з подорожніх і поїзних пристроїв. Потяги централізовано управляються за допомогою комплексу пристроїв: центрального пункту управління, станційних, колійних та поїзних.

Колійні пристрої за допомогою рейкових ланцюгів визначають вільність колії, формують кодові сигнали про допустиму швидкість руху і передають їх по рейковій лінії на потяг.

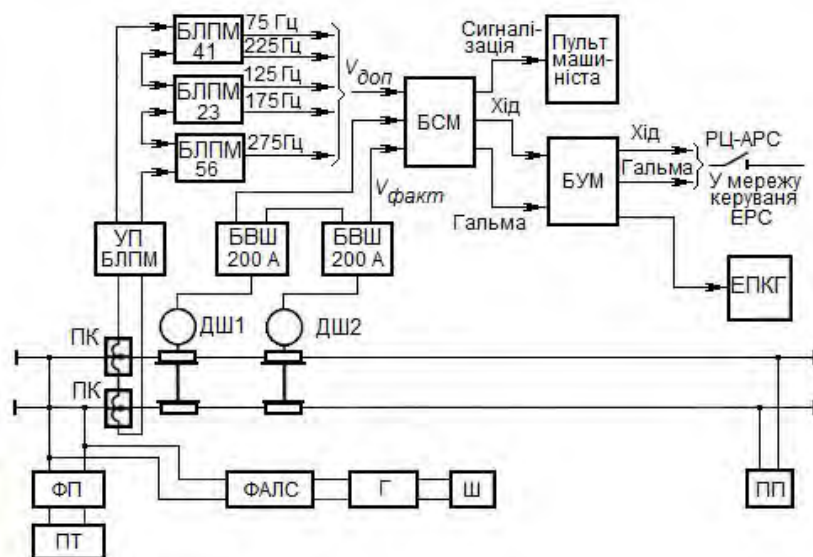
Основу колійних пристроїв складають рейкові кола, за допомогою яких перевіряється стан шляху, визначається кількість блок-ділянок, вільних для руху. Рейкове коло слугує також каналом зв'язку для передачі на поїзд інформації про допустиму швидкість руху. Таким чином, в автоматизованій системі АЛС-АРС по рейковому колу одночасно протікають два сигнальних струми:

- струм частотою 50 Гц, що забезпечує роботу колійних реле;
- струм кодових сигналів автоматичної системи АЛС-АРС, призначений для передачі інформації на поїзні пристрої.

Вибір діапазону частот зроблений з умови надійного фільтрування кодових сигналів автоматичною системою АЛС-АРС від гармонійних складових тягового струму, кратних току промислової частоти 50 Гц.

Поїзні пристрої автоматичної системи АЛС-АРС призначені для прийому і обробки команд, що надходять із ЦПУ і реалізації прицільного гальмування. Прицільне гальмування у платформи здійснюється за програмами пасивних датчиків, встановлених у зоні гальмування.

Поїзні пристрої безперервно вимірюють фактичну швидкість потяга і порівнюють її з допустимою. Якщо фактична швидкість не перевищує допустимого значення, то поїзні пристрої не впливають на процес управління потягом. У разі перевищення допустимої швидкості пристроєм системи АЛС-АРС автоматично вмикають гальмування. Після зниження швидкості до допустимого значення гальмування поїзда автоматично вимикається. Функціональна схема поїзних пристроїв наведена на рисунку 8.13.



196

Поїзні пристрої складаються з

- прийомних котушок (ПК), що призначені для прийому кодового сигналу з рейкової лінії і встановлюються перед першою колісною парою потягу над кожною ходовою рейкою;

- датчиків швидкості (ДШ), які призначені для вимірювання фактичної швидкості потягу. Під час обертання потяга датчик генерує електричні сигнали з частотою прямо пропорційною швидкості руху потяга. На осі кожної колісної пари КП першого візка головного вагону встановлюється по одному датчику ДШ1. Застосування двох датчиків виключає формування помилкового сигналу під час руху потяга з заклиненою колісною парою;

- блоків локомотивних приймачів (БЛПМ), що призначені для прийому, дешифрування і посилення струму сигнальної частоти, яка сприймається ПК, та містить два селективних приймача. Кожен приймач налаштований на прийом тільки однієї певної сигнальної частоти;

- блоків вимірювання швидкості, які призначені для визначення фактичної швидкості руху потяга. Вони працюють спільно з датчиком швидкості ДШ-1 і складаються з підсилювача, фільтрів і швидкісних реле;

- блока сигналізації (БСМ), що призначений для порівняння фактичної і припустимої швидкості і формування команд на гальмування або дозвіл руху, а також для управління сигналізацією на пульті машиніста;

- блока управління (БУМ), який призначений для видачі команд, сформованих блоком БСМ, у ланцюзі управління потягом. За фактичної швидкості менше допустимої він дозволяє рух у режимі, який визначається машиністом потяга. У разі перевищення допустимої швидкості видається автоматично команда на гальмування з попередніми відключенням ТЕД і сигналізацією;

- узгоджувального пристрою (УП-БЛПМ), що призначений для узгодження електричних характеристик БЛПМ і ПК;

- реле контролю гальмівного струму (РДГС, на рис. 8.13 не показано), яке призначене для контролю величини гальмівного струму кожного вагона при електричному гальмуванні від автоматичних пристроїв АЛС-АРС;

- датчика контролю пневматичного гальма (ДКПГ, на рис. 8.13 не показано), який контролює дію пневматичного гальма в разі відмови або неефективності його;

– електропневматичного клапана екстреного гальмування (ЕПКГ), що призначений для екстреного гальмування шляхом розрядки гальмівної магістралі.

Уся апаратура поїзних пристроїв АЛС-АРС виготовлена в блочному виконанні і встановлена в окремому штативі.

Принцип дії автоматизованої системи поїзних пристроїв. Під час руху потягів сигнальні частоти від колійних генераторів подаються в рейкові кола назустріч потягу. З прийомних котушок ПК сигнал надходить на пристрій, а потім на вхідні фільтри блоків БЛПМ, з'єднаних послідовно. У відповідному каналі одного з блоків, налаштованого на певну частоту, сигнал посилюється і подається в БСМ, де відбувається визначення допустимої швидкості. З блока БСМ видається інформація про допустиму швидкість на пульт управління машиніста. Фактична швидкість поїзда визначається за допомогою осьового датчика ДШ1 і блока вимірювання швидкості БВШ 200А. Інформація про фактичну швидкість потяга надходить на блок сигналізації БСМ і на показчик швидкості, розташований на пульті машиніста.

У блоці БСМ проводиться порівняння фактичної і припустимої швидкості руху. У разі, якщо фактична швидкість руху перевищує допустиму, формується команда «гальмо». Якщо фактична швидкість не перевищує допустиму, формується команда «хід». Видачу команд, сформованих блоком БСМ, здійснює блок управління (БУМ) шляхом впливу на відповідні прилади схеми управління потягом. Ув'язка схеми управління АРС з ланцюгами управління потягом здійснюється за допомогою роз'єднувача ланцюгів РЦ-АРС, який нормально включений і опломбований.

Впровадження систем автоведення потягів метрополітену (САВПМ) дозволяє знизити витрату електроенергії на 5–10 % за рахунок підвищення точності виконання графіка руху, скорочення зайвих гальмувань потягів, застосування раціональних режимів ведення потягів та зменшення часу на прицільне гальмування у платформ. Застосування САВПМ полегшує працю машиніста, звільняє його від функцій безпосереднього управління потягом, скорочує час на перевезення пасажирів.

Системи автоведення поїздів автоматизують процеси пуску і розгону, вибирають режими ведення потяга по перегону з метою виконання заданого часу ходу, забезпечують пригальмовування на вимогу постійних обмежень швидкості, прицільне гальмування у платформ, відкриття і закриття дверей, включення радіосповіщення, тощо.

Системи САВІМ розрізняються за ступенем централізації, алгоритмами управління рухом потягів на лінії, законами управління часу ходу по перегону, алгоритмами управління гальмуванням, апаратного виконання. Система автоведення поїздів працює спільно з системою безпеки руху. Команди АРС мають пріоритет над командами автоведення.

Застосування сучасних мікропроцесорних пристроїв автоведення потягів метрополітену дозволяє розширити функції автоматизованої системи без збільшення апаратури, підвищити якість управління, прискорити процес впровадження шляхом застосування спеціальних програм, удосконалювати алгоритм управління під час експлуатації без апаратних переробок шляхом зміни програмного забезпечення, підвищити надійність роботи системи.

Автоматичні пристрої здійснюють також функціональний контроль за роботою обладнання, його справністю, фактичне виконання заданого графіка руху. Ця інформація передається в центр управління для прийняття рішення про подальший порядок руху або вилучення вагона з потягу для усунення пошкоджень.

Постійне, автоматичне порівняння запрограмованої і фактичної ситуацій руху здійснюється з використанням обчислювальної та цифрової техніки, яка приймає рішення і передає на потяг вимоги про зміну того чи іншого параметра руху.

Для кожної станції запрограмований час стоянки поїзда на платформі. Він може змінюватися залежно від часу доби і пори року. У звичайних умовах двері вагонів закриваються автоматично після закінчення часу стоянки. Диспетчер натискає кнопку відправлення в центрі управління, потяг відправляється автоматично.

У незвичайних умовах, наприклад при збільшенні пасажиропотоку і часу стоянки, у диспетчера є можливість вимкнути автоматичні пристрої і безпосередньо керувати рухом потягів.

Одним із важливих елементів системи повної автоматизації є діагностика несправностей та контроль за технічним станом ЕРС. Інформація про технічний стан вагонів постійно надходить у центр управління по індуктивному кабелю. Таким чином, про будь-які несправності відразу стає відомо черговому персоналу в центрі управління, де вирішується питання про зняття несправного ЕРС з маршруту. Передбачається, що в майбутньому причини несправностей будуть визначатися автоматично поїзними пристроями і будуть усуватися без

зняття складу з маршруту. Усе необхідне для цього буде встановлено на кожному вагоні. Отже з'явиться можливість усунення пошкоджень без зупинки руху ЕРС.

Техніка метрополітенів безперервно удосконалюється. З метою підвищення пропускної та провізної здатності ліній поліпшуються характеристики ЕРС, обладнання та пристроїв, впроваджуються прогресивні способи експлуатації. Найбільший ефект досягається завдяки застосуванню засобів автоматики і телемеханіки.

Інформація про рух усіх потягів, їхній технічний стан, а також про стан устаткування, встановленого на станціях і перегонах, передається в ЦДУ по дубльованому волоконно-оптичному зв'язку і відображується на табло колективного користування (рис. 8.14, рис. 8.15).



Рисунок 8.14 – Центральний диспетчерський пункт керування метрополітеном



Рисунок 8.15 – Автоматизоване робоче місце

Обробка інформації, що надходить у ЦДК, здійснюється за допомогою двох спеціалізованих обчислювальних комплексів, що входять до складу КСД і КАСДК. Кожен із цих комплексів має двократне резервування і побудований на базі серверів IBM X Series.

До складу сучасного КСД центру диспетчерського керування входять АРМ старшого диспетчера (див. рис. 8.15), диспетчера потяга та інженера з автоматики, сигналізації і зв'язку.

Сучасна система КАСДК складається з АРМ диспетчера енергопостачання і диспетчера електромеханічних пристроїв.

Для контролю програмного забезпечення ЦДК використовується АРМ системного програміста.

Для забезпечення руху й автоматизованого керування рухом пасажирських і господарських потягів на ділянках ліній метрополітену,

використовується станційне керування. Таке керування входить у зону відповідальності станції і складається з АРМ чергового по посту централізації автоматизованого комплексу станційної апаратури (СА).

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 роботу СА в умовах однієї відмови або потоку відмов (збоїв), що перемежаються. Система дозволяє відновити помилки пад час збоїв, визначити пристрій, що відмовив, і потім його вимкнути. СЦОС є ядром системи і призначена для керування виконавчими блоками.

Функції, які забезпечує система СЦОС:

- 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 фазо-різністною модуляцією в апаратуру потягу поточних значень V_d для конкретного і наступного ділянок шляху;
- видачу $V_d = 0$ для гальмування потяга 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 тощо;
- 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 надходять від ЦП, а також контроль виконання цих команд;
- прийом і передачу інформації про номер маршруту, номер потяга, тип рухомого складу, інформування машиніста про стан ПА та інше;

- прийом від центрального посту і інформування оператора про команди, що надходять, 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 трійний у цифровій частині пристрій з резервуванням силових ланцюгів керування вогнями. Блок забезпечує керування 10-ма 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;
- блок убування-прибуття визначає факт зупинки потягу на станції із заданою точністю (фіксація зупинки потягу) у межах 30 см відносно розрахункової точки прицільного гальмування. Блок забезпечує зв'язок по радіоканалу при обміні необхідною інформацією для регулювання по графіку руху потягів;
- блок фазомодульного каналу (ФМ-каналу) є конструктивно закінченим блоком, що забезпечує контроль рейкових ланцюгів (до 32-х точок підключення) і передачу команд допустимої швидкості.

Комплектація блока (блоків) визначається кількістю рейкових ланцюгів на станції. Цифрова частина основних плат блока складається з трьох однакових пристроїв, що працюють строго синхронно, забезпечуючи безпеку і відмовостійкість при передачі і прийомі даних між СЦОС і рейковими ланцюгами.

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.

Наприклад, широке розповсюдження мають інтелектуальні системи забезпечення, моніторингу та керування електроживленням. У них використовується модулі передачі даних, інтегруючи блоки електроживлення і модулі моніторингу. Основні функції системи подано на рисунку 8.16.

Керування ПА відбувається автоматизованою системою безпеки руху пасажирських електропотягів (рис. 8.17), яка встановлюється в потягах і може бути використана також як пристрої сигналізації і регулювання швидкості.

Функції, які забезпечує ПА:

– автоматизований режим ведення потяга за участю машиніста, де ПА забезпечує 3 режими роботи: режим автоведення, режим контролю швидкості, режим обмеження швидкості;

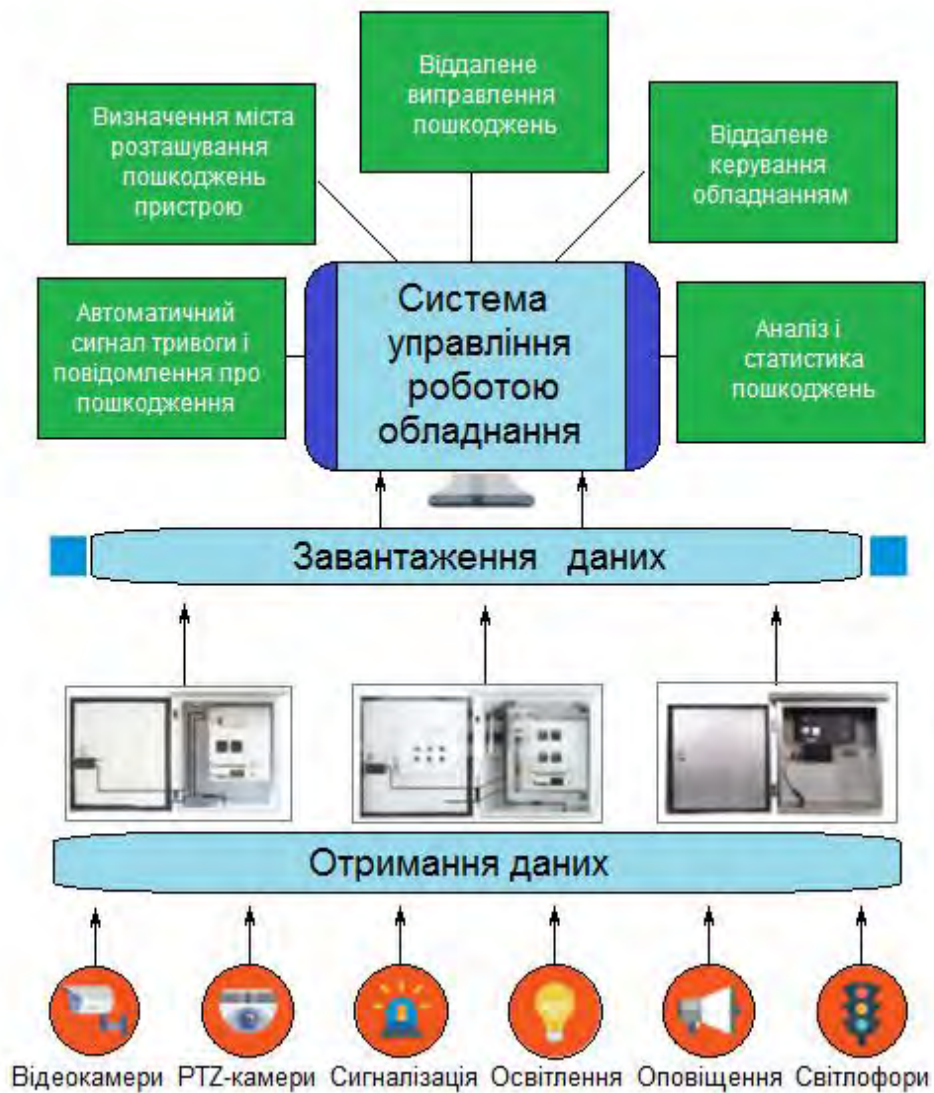


Рисунок 8.16 – Інтелектуальна система живлення та моніторингу



Рисунок 8.17 – Автоматизована система керування апаратурою потягу

- 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 потяга на станції; формування команди вимкнення електричного гальма, увімкнення зумера (сигнал дозволу відправлення), закривання дверей і контроль закривання дверей, увімкнення і вимкнення тяги; фіксацію відправлення потяга зі станції, установку й індикацію ознак, що визначають режим керування рухом потяга по перегону;

- регулювання швидкості керування гальмуванням потяга на перегоні: формування команд гальмування у разі перевищення 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 потяга мікропроцесорна система ПА використовує інформацію бази даних і інформацію, що отримується по послідовному інтерфейсу CAN. Основні блоки ПА складаються з:

- блока обчислювальної системи, що призначений для обробки інформації і реалізації функціональної програми системи шляхом керування рухом ЕРС із забезпеченням заданих режимів ведення потягу (керування тягою і гальмуванням);

- блока керування, що призначений для зв'язку зі схемою керування потягом і контролю обчислювальної системи;

- блока зв'язку, що призначений для прийому, обробки і передачі в обчислювальну систему інформації про фактичну швидкість руху і місце

розташування потягу, швидкості, що надходить від датчиків шляху, і від датчиків корекції шляху. Крім того, блок зв'язку слугує для прийому по індуктивному каналу сигналів допустимої швидкості руху потяга, їх гальванічної розв'язки, фільтрації, дешифрування і перетворення в цифрову форму. Уся інформація формується в пакети і передається через CAN-порти;

- блока радіозв'язку, який призначений для обміну даними між станцією і потягом. 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 вимірювання фактичної швидкості і пройденого шляху, а також визначає напрям руху потяга;

- датчиків корекції шляху, що призначені для фіксації сигналу від контрольної мітки з відомими координатами, і встановлені в тунелі по шляху дотримання потяга, формування сигналів, які забезпечують корекцію значень координат, місця розташування потяга на перегоні і уточнення значень діаметра бандажа колісної пари.

Питання впровадження новітніх засобів автоматизації руху поїздів – це одне з головних напрямків модернізації та реконструкції метрополітенів. Постійне оновлення конструкції та впровадження інноваційних сучасних технологій сприяє поліпшенню параметрів та характеристик ЕРС, технічного обладнання та підвищує обслуговування ліній електропостачання і зменшує небезпеку пасажирів.

Контрольні запитання

1. Для чого призначена автоматизована система АСКЕ МЕТ?
2. Що закладено в основу побудови системи АСКЕ МЕТ?
3. Що входить до складу технічних засобів, системи АСК підстанцій?
4. Які основні завдання виконують підсистеми АСКЕ МЕТ?
5. З яких підрозділів складається ЦДП електропостачанням МЕТ?
6. Перелічити основні функції ЦДП.
7. Які функції є основними в пакеті програми iFIX?
8. Які основні елементи входять до складу шафи телемеханіки ЦДП?
9. Проаналізуйте процес передачі інформації в локальній мережі.

10. Якими механізмами здатний керувати контролер шафи телемеханіки?
11. Які функції виконує контролер у системі керування?
12. Які існують різновиди та задачі системи диспетчерського керування метрополітену?
13. Що забезпечує автоматизоване керування метрополітену?
14. Які функції виконує СЦОС метрополітену?
15. Що належить до основних елементів СА метрополітену?
16. Які функції виконує ПА і її особливості?
17. Перелічити основні блоки ПА.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Базова література

1. Далека В. Х. Електропостачання електричного транспорту : навч. посібник / В. Х. Далека, В. К. Нем, В. І. Скуріхін ; Харків. нац. акад. міськ. госп-ва. – Харків : ХНАМГ, 2012. – 168 с.
2. Павленко Т. П. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие / Т. П. Павленко, В. И. Милых. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2015. – 267 с.
3. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання : навч. посібник / В. М. Буряк. – 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 : 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 для студентів 3 курсу усіх форм навчання напряму підготовки 6.050702 «Електромеханіка» / В. К. Нем, О. В. Донець, Н. П. Лукашова; Харків. нац. акад. міськ. госп-ва. – Харків : ХНАМГ, 2009. – 136 с.
9. Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу “Электроснабжение электрического транспорта” (для студентов 3, 4 курсов всех форм обучения специальности 7.092202 – Электрический транспорт) / Сост. В. К. Нем, М. И. Киселев, А. В. Яхлаков, Н. П. Лукашова. – Харьков : ХНАГХ, 2007. – 84 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 і тролейбуса [Електронний ресурс] – Київ. – 2020. – 44 с. – Режим доступа: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0353-20>.

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Трифазні двухобмоточні трансформатори класів напруги
110, 220, 330, 500 кВ

Тип трансформатору	Обмотка		$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$u_{кз}$, %	$i_{хх}$, %
	високої напруги, ВН, кВ	низької напруги НН, кВ				
ТМН-2500/110	110	6,6; 11	22	5,5	10,5	1,5
ТМН-6300/110	115	6,6; 11	44	10	10,5	1
ТДН-10000/110	115	6,6; 11; 16,5; 22	58	14	10,5	0,9
ТДН-16000/110	115	6,6; 11; 16,5; 22	85	18	10,5	0,7
ТДН-25000/110	115	38,5	120	25	10,5	0,65
ТДН-40000/110	115	38,5	170	34	10,5	0,55
ТДН-63000/110	115	38,5	245	50	10,5	0,5
ТДН-80000/110	115	38,5	310	558	10,5	0,45
ТДЦ-80000/110	121	6,3; 10,5	310	85	11	0,6
ТДЦ-125000/110	121	10,5; 13,8	400	120	10,5	0,55
ТДЦ-200000/110	121	13,8; 15,75; 18	550	170	10,5	0,5
ТДЦ-250000/110	121	15,75	640	200	10,5	0,5
ТДЦ-40000/110	121	20	900	320	10,5	0,45
ТДЦ-80000/220	242	6,3; 10,5; 13,8	315	79	11	0,45
ТДЦ-125000/220	242	10,5; 13,8	380	120	11	0,55
ТДЦ-200000/220	242	13,8; 15,75; 18	660	130	11	0,4
ТДЦ-250000/220	242	13,8; 15,75	600	207	11	0,5
ТДЦ-400000/220	242	15,75; 20	870	280	11	0,45
ТНЦ-630000/220	242	15,75; 20; 24	1200	400	12,5	0,35
ТНЦ-1000000/220	242	24	2200	480	11,5	0,4
ТДЦ-125000/330	347	10,5; 13,8	380	125	11	0,55
ТДЦ-200000/330	347	13,8; 15,75; 18	520	180	11	0,5
ТДЦ-250000/330	347	13,8; 15,75;	605	214	11	0,5
ТДЦ-400000/330	347	15,75; 20;	790	300	11,5	0,45
ТНЦ-630000/330	347	24	1300	345	11,5	0,35
ТНЦ-1000000/330	347	24	2200	480	11,5	0,4
ТНЦ-1250000/330	347	24	2200	715	14,5	0,55
ТДЦ-250000/500	525	13,8; 15,75; 20	590	205	13	0,45
ТДЦ-400000/500	525	13,8; 15,75; 20	790	315	13	0,45
ТЦ-630000/500	525	15,75; 20; 24; 36,75	1210	420	14	0,4
ТНЦ-1000000/500	525	24	1800	570	14,5	0,4

ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1 – Трифазні двухобмоточні трансформатори з розщепленою обмоткою НН на два класи напруги 110, 220, 330, 500, 750 кВ

Тип трансформатору	Обмотка		$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$u_{\text{к}}$, %	$i_{\text{хх}}$, %
	високої напруги, ВН, кВ	низької напруги НН, кВ				
ТРДН–25000/110	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	120	25	10,5	0,65
ТРДН–40000/110	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	170	34	10,5	0,55
ТРДН–63000/110	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	245	50	10,5	0,5
ТРДН–80000/110	115	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	310	58	10,5	0,45
ТРДЦН–125000/110	115	10,5–10,5	400	105	11	0,55
ТРДН–32000/220	230	6,3–6,3; 6,6–6,6; 11–11; 6,6–11	150	45	11,5	0,65
ТРДНС–40000/220	230	6,3–6,3; 6,6–6,6; 11–11; 6,6–11	170	50	11,5	0,6
ТРДН–63000/220	230	6,3–6,3; 6,6–6,6; 11–11; 6,6–11	265	70	11,5	0,5
ТРДЦН–100000/220	230	11–11	340	102	12,5	0,65
ТРДЦН–160000/220	230	11–11	500	155	12,5	0,6
ТРДНС–40000/330	330	6,3–6,3; 10,5–10,5 6,3–10,5	180	80	11	0,8
ТРДНС–63000/330	330	6,3–6,3; 10,5–10,5 6,3–10,5	230	100	11	0,8
ОРЦ–333000/500	525	15,75–15,75; 20–20	950	200	11,5	0,3
ОРЦ–417000/500	$525/\sqrt{3}$	15,75–15,75;	1050	210	12,5	0,2
ОРНЦ–533000/500	$525/\sqrt{3}$	15,75–15,75; 24–24	1260	230	13,5	0,15
ОРЦ–417000/750	$787/\sqrt{3}$	20–20 ; 24–24	800	320	14	0,35
ОРЦ–533000/750	$787/\sqrt{3}$	15,75–15,75; 20–20 ; 24–24	900	350	14	0,3

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Опори контактних мереж міського транспорту

Марка опор	Нормативне горизонтальне навантаження, Н	Відстань від місця прикладення навантаження до рівня закладення стояка, м	Нормативний згинальний момент на рівні закладення стояка	
			$T \cdot m$	$K_H \cdot m$
СНЦ – 3,4 – 11,5	4000	8,5	3,4	34
СНЦ – 5,1 – 11,5	6000	8,5	5,1	51
СНЦ – 7,7 – 12	9000	8,5	7,7	77
СНЦ – 10 – 12	12000	8,5	10	100
СНЦ – 16 – 13	16000	10	13	130
СНЦ – 18 – 13	18000	10	13	130
СНЦ – 20 – 15,5	16000	12,5	15,5	155
СНЦ – 22,5 – 15,5	18000	12,5	15,5	155
Примітка: 1. Опора складається із стояка і кронштейна для підвіски ліхтарів вуличного освітлення. 2. Марка стояків складається з таких позначень: «С» – стояк; «Н» – опора з напруженою арматурою; «Ц» – опора центрофугована зі стержневою арматурою; перша цифра означає нормативний момент $T \cdot m$ на рівні земної поверхні; друга цифра – повну довжину стояка (м).				

Таблиця В.2 – Металеві трубчасті опори міського транспорту

Тип опори	Довжина опори, м	Нормативне горизонтальне навантаження, Н	Висота прикладення навантаження від ґрунту, м	Діаметр, мм		Маса опори, кг	Глибина фунда- менту, м
				верхній	нижній		
II	8,5	4000	7,7	168	219	380	1,8
II	8,5	6000	7,7	219	273	465	1,8
III	8,5	9000	7,7	273	325	634	1,8
IV	10,5	4000	8,5	168	219	417	2,0
V	10,5	6000	8,5	219	273	510	2,0
VI	10,5	9000	8,5	273	325	697	2,0
VII	10,5	12000	8,5	273	351	794	2,0
VII	12,5	6000	10,0	219	325	778	2,5
IX	12,5	9000	10,0	273	351	943	2,5
X	12,5	12000	10,0	273	377	1017	2,5
XI	15,0	9000	12,5	273	351	1122	2,5
XII	15,0	12000	12,5	273	377	1427	2,5

Таблиця В.3 – Електричні параметри контактних і підсилювальних проводів, несучих тросів

Марка проводу, матеріал	Переріз, мм ²	Опір, Ом/км	Допустиме навантаження проводу, А	
			нового	зношеного
Мідний МФ-65	65	0,25	325	225
МФ-85	85	0,208	425	310
МФ-100	100	0,177	500	350
Сталеалюмініє ві ПКСА-80/180	80	0,21	525	480
Сталемідний СМ-85	85	0,53	240	200
СМ-100	100	0,45	275	-
Сталемідний ПБСМ1-70	70	0,731	148	-
ПБСМ1-95	95	0,563	190	-
Підсилювальні алюмінієві (сталеалюмінієві) А (АС, АСУ)				
А-120	120	0,27	375	-
А-150	150	0,21	440	-
А-185	185	0,17	500	-
Мідні М-120	120	0,158	485	-
М-150	150	0,123	570	-
М-185	185	0,103	640	-
Примітка. Опір сталевих несучих тросів у розрахунку не враховують.				

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1 – Технічні параметри автоматичних вимикачів

Тип вимикача	Номинальний струм, А		Кратність уставки по струму спрацювання розчіплювача		Струм вимкнення вимикача I_{tc} , кА	
	вими- кача $I_{N\ Sw}$	розчеплювача I_{Nr}	теплового K_{sct}	електромаг- нітного K_{sce}		
ВА 51Г–25	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 2,0; 2,5; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 3,15; 4;5	1,2	14	3; 1,5	
ВА 51–25		6,3; 8; 10; 12,5;	1,35	7; 10	2; 2,5	
		16; 20; 25			3,8	
ВА 51–31–1	6,3; 8; 10; 12	3, 7, 10		2		
	10; 20; 25; 31,5;			2,5		
	40; 50; 63; 80; 100			3,5; 5; 7		
ВА 51–31 ВА 51Г–31	6,3; 8; 10; 12,5; 16;			2; 2,5		
	20; 25;			3,8; 6; 7		
	31,5; 40; 50; 63					
80; 100						
ВА 51–33 ВА 51Г–33	160	80; 100; 125; 160		1,25	10	12,5
ВА 51–35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12		15	
ВА 51–37	400	250; 320; 400	10		25	
ВА 51–39	630	400;500; 630			35	
ВА 52–31 ВА 52Г–31	100	16; 2,0; 25;	1,35	3; 7; 10	12	
		31,5; 40; 50; 63;	15; 18			
		80; 100	25			
ВА 52–33 ВА 52Г–33	160	80; 100	1,25	10	28	
		125; 160			35	
ВА 52–35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250		12	30	
ВА 52–37	400	250; 320; 400		10		40
ВА 52–39	630	250; 320; 400; 500; 630				
ВА 53–37 ВА 55–37	160 250; 400	Регулюється ступенями 0,63–0,8–1,0 $I_{N\ Sw}$		1,25	2; 3; 5; 7; 10	20
ВА 53–39 ВА 55–39	160					25
	250					
	400					
	630					
ВА 53–41 ВА 55–41	100 0		2; 3; 5; 7		31	
ВА 53–43 ВА 55–43	160 0					
ВА 53–45 ВА 55–45 ВА 75–45	250 0				2; 3; 5	36
			2; 3; 5; 7			
			ВА 75–47		400 0	2; 3; 5

ДОДАТОК Д

Таблиця Д.1 – Вибір електричного апарату захисту у силових і освітлювальних мережах

Апарат захисту	Силові мережі	
	Лінія з одним ЕД	Лінія з групою ЕД
Автомат з комбінованим розчеплювачем	$I_{Nr} \geq 1,25 I_{NM} ; I_o \geq 1,2 I_{st}$	$I_{Nr} \geq 1,1 I_{calc} ; I_o \geq 1,2 I_{pc}$
Запобіжник	$I_{fus} \geq I_{NM} ; I_{fus} \geq I_{st} / \alpha$	$I_{fus} \geq I_{calc} ; I_{fus} \geq I_{pc} / \alpha$
Освітлювальні мережі		
Автомат з комбінованим розчеплювачем	ЛН, ЛЛ	ДРЛ
	$I_{Nr} \geq I_{calc} ;$	$I_{Nr} \geq 1,3 I_{calc} ;$
Запобіжник	$I_{fus} \geq I_{calc} ;$	$I_{fus} \geq 1,2 I_{calc} ;$

Таблиця Д.2 – Магістральні шинопроводи змінного струму

Основні параметри	Марка шинопроводу ШМА4 –			
	-1250-44-У3	-1600-44-У3	-2500-44-У3	-3200-44-У3
Номинальний струм, А	1250	1600	2500	3200
Номинальна напруга, В	660	660	660	660
Допустиме значення струму КЗ у перший напівперіод, кА:				
– для приєднувальних секцій;	90	100	100	100
– для останніх	70	70	70	70
Опір фази за номінального струму і сталого режиму, Ом/км:				
– активний r_0 ;	0,0338	0,0297	0,0169	0,15
– індуктивний x_0 ;	0,0163	0,0143	0,0082	0,0072
– повний z_0	0,0419	0,033	0,021	0,017
Повний опір петлі «фаза-нуль», z_{0p} , Ом/км	0,0862	0,0872	0,0822	0,053
Втрати напруги (ΔU) на 100 м довжини лінії за номінальних параметрів, В	8,93	9,13	9,7	9
Кількість і переріз шин на фазу, мм	1(8×140)	1(8×140)	2(8×140)	2(8×160)

Таблиця Д.3– Марки силових кабелей для прокладки у повітрі

Сфера застосування		За відсутності небезпеки механічних пошкоджень	У разі небезпеки механічних пошкоджень
Прокладка в приміщенні, каналах (тунелях), шахтах, колекторах тощо		АВВГ, АВРГ, АНРГ АПВГ; АПВГ	АВРБГ; АВББШв; АВАШв; АНРГ ..
Прокладка в приміщенні з пожежонебезпечними зонами		АВВГ; АВРГ; АСРГ АНРГ; АПсВГ:	АВББШв, АПсББШв,
Прокладка у вибухонебезпечних зонах класів	В – І; В – Іа;	ВВГ; ВРГ; НРГ, СРГ	ВБВ; ВББШв; НРБГ; СРБГ
	В – Іг; В – ІІ	АВВГ; АБРГ, АНРГ	АВБВ, АВББШв; АВРБГ; АНРБГ,
	В – Іб; В – Іа	АВВГ, АВРГ АНРГ; АПсВГ	АВРБН, АНРБГ
Прокладка на естакадах	технологічних	–	АВРБГ; АНРБГ; АВА111в
	спеціальних	АВВГ; АВРГ. АНРГ.	АВРБН; АНРБГ
	по мостах	АПВВГ; АПВГ; АВЛІ.Пв	АВАШВ
Прокладка в блоках		АВВГ; АПсВГ; АПВВГ; АПВГ	

Таблиця Д.4 – Струмове навантаження на кабелі (броньовані і неброньовані)

Переріз із S, мм ²	Струм, А									
	Мідна жила					Алюмінієва жила				
	1 ж	2 ж		3 ж		1 ж	2 ж		3 ж	
	У повітрі		У землі		У повітрі		У землі		У повітрі	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1,5	23	19	33	27	19	–	–	–	–	–
2,5	30	27	44	38	25	23	21	34	29	19
4	41	38	55	49	35	31	29	42	38	27
6	50	50	70	60	42	38	38	55	46	32
10	80	70	105	90	55	60	55	80	70	42
16	100	90	135	115	75	75	70	105	90	60
25	140	115	175	150	95	105	90	135	115	75
35	170	140	210	180	120	130	105	160	140	90
50	215	175	265	225	145	165	135	205	175	110
70	270	215	320	275	180	210	165	245	210	140
95	325	260	385	330	220	250	200	295	255	170
120	385	300	445	385	260	295	230	340	295	200
150	440	350	505	435	305	340	270	390	335	235
185	510	405	570	500	270	350	395	310	440	385
240	605	–	–	–	–	465	–	–	–	–

Навчальне видання

ПАВЛЕНКО Тетяна Павлівна,
ЛУКАШОВА Наталя Павлівна

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРАНСПОРТУ

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

Відповідальний за випуск *Ю. П. Бархаєв*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *Н. П. Лукашова*

Дизайн обкладинки *Т. А. Лазуренко*

Підп. до друку 30.03.2020. Формат 60 × 84/16

Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 12,6

Тираж 60 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.