

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 620.9:621.3:014.2.631.25

ПОГОДЖЕНО

Директор ІНІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

Д.Т.Н., проф. /КАПЛУН В.В./

вчене звання, науковий ступінь підпис

„_____” _____ 2023 р.

число місяць рік

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

В.о. завідувача кафедри
електротехніки, електромеханіки
та електротехнологій

ДОЦ., К.Т.Н. /ОКУШКО О.В./

вчене звання, науковий ступінь підпис

„_____” _____ 2023 р.

число місяць рік

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТІВ
АСИНХРОННИХ ДВИГУНІВ ДО 10 КВТ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ
КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ»

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

Усенко С.М.

(підпис)

(ПІБ)

Керівник магістерської роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

Чуєнко Р.М.

(підпис)

(ПІБ)

Виконав

Кіпчик Д.П.

(підпис)

(ПІБ)

Київ – 2023

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри
електротехніки, електромеханіки та
електротехнологій

Ожуншко О.В.

(підпис)

(ПІБ)

«__»

2023 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Кіптіку Денису Павловичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

Спеціальність: 141-Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Орієнтація освітньої програми: освітньо-професійна

Тема магістерської роботи: «Розроблення технологій для проведення ремонтів асинхронних двигунів до 10 кВт із використанням компенсації реактивної потужності»

керівник магістерської роботи: Чуєнко Роман Миколайович, к.т.н., доцент.

Затверджена наказом ректора НУБіП України від 6.03.2023 р. № 324 „С”.

Термін подання завершеної роботи на кафедру 7.11.2023

Вихідні дані до магістерської роботи:

Завдання кафедри на дипломне проектування. Матеріали обстеження об'єкту дослідження.

Нормативні документи з проектування енергетичних об'єктів. Наукова література за тематики магістерської роботи

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1.Провести вибір технологічного обладнання на пункті технічного обслуговування та ремонту силового електрообладнання.

2.Виконати розрахунок системи електропостачання пункту технічного обслуговування та ремонту силового електрообладнання.

3.Обґрунтувати заходи з монтажу та налагодження електрообладнання на пункті технічного обслуговування та ремонту силового електрообладнання.

4.Розробити заходи з охорони праці у спеціалізованій ремонтній майстерні.

5.Провести техніко-економічне обґрунтування удосконалення технологічних процесів при проведенні ремонтів електродвигунів.

Дата видачі завдання 21.02.2023 р.

Керівник магістерської роботи

(підпис)

Чуєнко Р.М.

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Кіптік Д.П.

(ПІБ)

РЕФЕРАТ

НУБІП України

Актуальність роботи: Недоліком системи ППР є порівняно велика трудомісткість технічного обслуговування і ремонтів електрообладнання, оскільки багато робіт є регламентними (наприклад, розбирання електрообладнання для визначення технічного стану тощо). Крім того, реальні умови роботи електрообладнання затрудняють застосування основного положення системи ППР, тому що обсяги робіт під час міжремонтного обслуговування, технічних оглядів і ремонтів залежать від кількості годин роботи обладнання. В сучасних умовах існує необхідність удосконалення системи ППР електрообладнання за допомогою розробки і застосування її нових форм, які забезпечать зниження витрат на експлуатацію при одночасному підвищенні надійності роботи електрообладнання. Цим вимогам відповідає застосування методів і засобів діагностування (безрозбірне визначення технічного стану), що дозволить експлуатаційному персоналу мати точні дані про технічний стан електрообладнання і безпомилково визначати час його ремонту або заміни.

Мета роботи: підвищення енергоефективності технологічних процесів із застосуванням асинхронних електродвигунів.

Задачі роботи:

- Розробити питання електрифікації технологічних процесів спеціалізованої ремонтної майстерні з технічного обслуговування та ремонту асинхронних двигунів.
- Дослідити технологічні процеси ремонту і обслуговування асинхронних двигунів у спеціалізованій ремонтній майстерні.
- Провести аналіз існуючих способів і засобів для проведення ремонту та технічного обслуговування асинхронних двигунів.
- Розробка технології модернізації асинхронних двигунів із використанням внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності.

Об'єкт дослідження – технологічне обладнання спеціалізованої ремонтної майстерні, технологічний процес ремонту асинхронних двигунів із короткозамкненим ротором із використанням внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності.

Предметом дослідження є процеси в силовому електрообладнанні та його технічний стан, технологія ремонту асинхронних двигунів із короткозамкненим ротором з використанням внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності.

Методи дослідження – під час виконання роботи застосовані метод ефективного числа електроприймачів при розрахунку навантаження спеціалізованої ремонтної майстерні з ремонту силового електроустаткування, метод коефіцієнту використання світло-вого потоку, точковий та питомої потужності при розрахунку електричного освітлення, метод коефіцієнта використання при розрахунку заземлювального пристрою споживчої трансформаторної підстанції та інші методи виконання електричних розрахунків. Теоретична цінність отриманих результатів полягає в обґрунтуванні структури системи моніторингу та регулювання споживання електроенергії та її реалізації.

Ключові слова: електродвигун, компенсація реактивної потужності, моніторинг електроенергії, регулювання реактивної потужності, надійність.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВСТУП

В усіх галузях народного господарства України використовують електродвигуни, синхронні генератори, зварювальні генератори і перетворювачі, пускові і захисні апарати, а також інші типи електрообладнання. У зв'язку з неперервним зростанням кількості обладнання особливо важливого значення набувають питання розробки нових форм експлуатації, які забезпечують підвищення культури експлуатації і надійності роботи електрообладнання при одночасному зниженні трудових і грошових витрат.

Тепер на практиці використовують в основному систему планово-попереджувального ремонту (ППР), яка передбачає періодичне проведення технічного обслуговування і ремонтів через певні, наперед установлені строки. Недоліком системи ППР є порівняно велика трудомісткість технічного обслуговування і ремонтів електрообладнання, бо багато робіт є регламентними (наприклад, розбирання електрообладнання для визначення технічного стану тощо). Крім того, реальні умови роботи електрообладнання (змінний характер навантаження, нерівномірність використання протягом доби чи року, мінливість середовища з різкими змінами температури, вологи, шкідливих домішок, забрудненого повітря тощо) та зростання кількості деталей і електромагнітних навантажень на активні матеріали (інтенсифікація використання активних матеріалів) затрудняють застосування основного положення системи ППР, тому що обсяги робіт під час міжремонтного обслуговування, технічних оглядів і ремонтів залежать від кількості годин роботи обладнання.

Все наведене вище свідчить про необхідність удосконалення системи ППР електрообладнання за допомогою розробки і застосування її нових форм, які забезпечать зниження витрат на експлуатацію при одночасному підвищенні надійності роботи електрообладнання. Цим вимогам відповідає застосування методів і засобів діагностування (безрозбірне визначення технічного стану), що

дозволить експлуатаційному персоналу мати точні дані про технічний стан електрообладнання і безпомилково визначати час його ремонту або заміни.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АД	–	асинхронний двигун
Φ	–	магнітний потік;
K_c	–	коефіцієнт запасу потужності;
P	–	приведений тиск, який створює компресор
L	–	довжина приміщення
B	–	ширина приміщення
h_p	–	розрахункова висота підвішування світильника
Φ	–	світловий потік однієї лампи
N	–	кількість світильників
η	–	коефіцієнт використання світлового потоку
S	–	площа приміщення
$M_{пуск}$	–	пусковий момент електродвигуна Нм,
$M_{зр.р.н}$	–	момент зрушення робочої машини, Нм;
$M_{надл}$	–	необхідний надлишковий момент при пуску, Нм
$S_{дв}$	–	номінальна потужність електродвигуна, кВА,
$R_{факт}$	–	фактична кратність пускового струму електродвигуна
$U_{к\%}$	–	напруга короткого замикання трансформатора
U_l	–	лінійна напруга, В;
ВО	–	вимірювальна обмотка;
ДД	–	діагностична діаграма;
ЕРС	–	електрорушійна сила;
КЗОР	–	короткозамкнена обмотка ротора;
КЗК	–	короткозамикаюче кільце;
МРС	–	магніторушійна сила;
МСЕ	–	метод скінченних елементів;
ОЗ	–	обмотка збудження;
ОС	–	обмотка статора;
ПКД	–	пристрій контролю і діагностики;
СКК	–	сегмент короткозамкненого кільця;
СОЕ	–	сітка скінченних елементів;

НУБІП України

РОЗДІЛ 1. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ ДЕРЖАВНОЇ ПОЛІТИКИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

1.1. Потенціал енергозбереження

Україна належить до енергодефіцитних країн, яка забезпечує свої потреби в паливно-енергетичних ресурсах (ПЕР) за рахунок власного видобутку менше ніж на 50%.

Виробництво власних ПЕС здійснюється в таких гірничо-геологічних умовах, що роблять його неконкурентоспроможним з імпортними ПЕС. Перш за все це стосується видобутку нафти і газу. Не краща нинішня ситуація і у вугільній промисловості, де більшість шахт мають низькі економічні показники. Хоча в Україні є великі поклади вугілля, яких вистачило б на сотні років, їх розробка потребує великих капіталовкладень, чого держава не може в умовах економічної кризи.

Водночас ефективність використання ПЕС в українській економіці та соціальній сфері є дуже низькою. Енергоємність валового внутрішнього продукту в Україні сьогодні більш ніж удвічі перевищує енергоємність промислово розвинених країн Західної Європи і продовжує зростати.

Потенціал енергозбереження в Україні в докризовий період становив 40-45% енергоспоживання, а під час кризи навіть зріс.

Енергозбереження характеризується високою економічною ефективністю. Вартість однієї тонни умовного палива, отриманого за рахунок енергозбереження, у кілька разів нижча за вартість його виробництва чи закупівлі. Тому в умовах України підвищення енергоефективності та енергозбереження стає стратегічним напрямом розвитку економіки та соціальної сфери на найближчу перспективу.

Цим шляхом пішли індустріально розвинені країни, найбільших успіхів у підвищенні ефективності досягли найбільш енергодефіцитні з них (Японія, Італія та ін.).

Основними стратегічними напрямками підвищення енергоефективності та реалізації потенціалу енергозбереження є структурно-технологічна перебудова економіки країни та створення адміністративно-регуляторних та економічних механізмів, що сприяють підвищенню енергоефективності та енергозбереженню.

Впровадження новітніх енергоефективних технологій, машин, обладнання та побутової техніки потребує значних капіталовкладень, і в достатньому обсязі це стане можливим у період після 2000 року, коли в країні буде подолано економічну кризу. В першу чергу має здійснюватися насамперед у галузях, що забезпечують нагальні потреби суспільства, - у паливно-енергетичному комплексі, сільському господарстві, легкій і харчовій промисловості, а також у галузях, що виробляють конкурентоспроможну продукцію на зовнішній ринок (для забезпечення критичного експорту) - у чорній і кольоровій металургії, хімічній промисловості та окремих галузях машинобудування. Важлива частина технологічних заходів пов'язана з поліпшенням використання енергетичних ресурсів за рахунок підвищення рівня використання існуючого енергетичного господарства споживачами, модернізації технологічних процесів, особливо за рахунок малозатратних заходів підвищення трудомісткості використання енергетичних ресурсів, зниження втрат, оптимізація режимів роботи.

Створення сприятливих умов для розроблення, виробництва та впровадження енергоефективних технологій, машин і обладнання для впровадження енергозберігаючих заходів має базуватися на ефективній ціновій, податковій та амортизаційній політиці, здійснюватися пільгове кредитування за відповідними програмами, та проекти за рахунок державних коштів, державне фінансування науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт (НДКР) у сфері

енергозбереження та підвищення ефективності використання енергії та цільове фінансування окремих проектів.

Комплексна державна програма енергозбереження України спрямована на розробку основних напрямів державної політики енергозбереження на основі аналізу поточного стану та прогнозів економічного розвитку, що передбачає створення нормативно-правової бази енергозбереження, освіту, сприятливого економічного середовища, створення цілісної та ефективної системи державного управління енергозбереженням.

Стратегічною метою державної політики енергозбереження є вихід України в майбутньому на рівень передових країн з ринковою економікою за енергоємністю як валового внутрішнього продукту, так і окремих видів продукції, робіт і послуг. Досягнення цієї мети забезпечить зростання конкурентоспроможності української економіки на світовому ринку та її динамічний розвиток, а також скорочення імпорту енергоносіїв до мінімально можливого рівня.

1.2. Обґрунтування необхідності розробки енергоефективних заходів

Економіка України характеризується високими рівнями енергоємності валового внутрішнього продукту в усі періоди свого розвитку. Вони були зумовлені недосконалістю структури національної економіки, дефіцитністю та недосконалістю використовуваних технологій та відсутністю економічних стимулів для ефективного використання енергоресурсів. У результаті енергоємність валового внутрішнього продукту (ВВП) у 1990 р. в Україні була майже в 2 рази вищою, ніж у промислово розвинених країнах Західної Європи. У роки економічної кризи енергоємність ВВП значно зросла, у 2015 році вони становили 134% по відношенню до енергоємності 1990 року, а електроємність – 147%.

Логічним поясненням збільшення енергоємності ВВП є те, що при скороченні обсягів виробництва практично не змінюються витрати енергії та палива на загальні потреби підприємств: опалення та освітлення будівель і територій, вентиляцію, роботу внутрішнього транспорту, ліфти, склади тощо.

Виходячи з аналізу динаміки споживання енергії та електроенергії інших країн, які переходять від централізованої до ринкової економіки, зростання цих показників є загальною закономірністю.

Таким чином, Україна має великий невикористаний потенціал енергозбереження, який становить 42-48% від рівня енергоспоживання 1990 р. і сягнув 145-170 млн. тонн. пп.

В умовах функціонування централізованої економіки, за відсутності конкуренції та матеріальних стимулів для ефективного використання ДСЗ в Україні за десять років сформувався великий потенціал економіки ДСЗ. Під потенціалом енергозбереження (енергозбереження) розуміють кількість енергії, збереженої при її використанні у виробництві та у сфері послуг з питомими витратами, характерними для промислово розвинутих країн Західної Європи та світу.

Абсолютні показники потенціалу енергозбереження за кожен рік залежать від загального стану економіки, обсягів виробництва ВВП та споживання ПЕР, завантаженості підприємств та інших факторів. Аналіз макроекономічних показників та показників ефективності енергоспоживання показує, що по відношенню до базового 1990 року потенціал енергозбереження в Україні становить 42-48% від обсягу спожитої первинної ВДЕ, тобто 145-170 млн. тонн. пп.

Важливою проблемою, яку необхідно вирішити для успішної реалізації програми, є джерела інвестицій. Як свідчить аналіз розділу 5.5, для повної реалізації практичного потенціалу енергозбереження (розділ 4) достатньо

використовувати кошти позабюджетних фондів енергозбереження за умови їх наповнення та залучення різних додаткових коштів.

При цьому всім суб'єктам господарювання достатньо щорічно здійснювати відрахування до позабюджетних фондів енергозбереження у розмірі 0,5 % від вартості спожитої енергії. Крім того, додатково залучаються кошти інших інвесторів у співвідношенні три рубля на кожен рубль коштів енергозбереження. Ці оцінки отримані з припущенням, що кошти, інвестовані в енергозбереження, будуть реінвестовані протягом усього періоду, що розглядається.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА ПИТАНЬ ОРГАНІЗАЦІЇ ДІЯЛЬНОСТІ

ЕНЕРГЕТИЧНОЇ (ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОЇ) СЛУЖБИ

НУБІП України

2.1. Технологічний процес сервісних робіт енергетичного (електротехнічного) обладнання

НУБІП України

Виробничо-технологічний процес ремонту енергообладнання організований в спеціалізованому цеху розміром 48×18 м, який побудований за типовим проектом. В цеху застосовуються сучасні методи проведення ремонтних робіт, в тому числі:

НУБІП України

- агрегатно-вузловий метод поточних ремонтів машин і обладнання;
- передова технологія ремонту із застосуванням прогресивного технологічного обладнання;

- механізація об'ємно-транспортних робіт і робочих процесів

НУБІП України

Технологічний процес технічного обслуговування включає в себе такі операції:

- транспортування в цех машин та обладнання;

- розбирання;

- очищення і миття деталей та агрегатів;

НУБІП України

- дефектація;
- заміна деталей, що вийшли з ладу;
- складання, змащування (при необхідності);

- регулювання та випробування обладнання;

НУБІП України

- монтаж на робочому місці;

Технологічний процес технічного обслуговування починається з транспортування машин та обладнання в пункт ТО. Потім проводиться

розбирання громіздких машин та обладнання, очищення та мийка

НУБІП України

складальних одиниць і агрегатів. Після чого вони передаються на дефектацію.

При дефектації встановлюється технічний стан деталей та вузлів, приймається рішення про можливість їх подальшої експлуатації. Після дефектації ведеться заміна деталей та вузлів, що вийшли з ладу, комплектування обладнання і при необхідності змашування.

Зібране обладнання регулюється та випробовується спеціальними пристроями. Після чого обладнання монтується на робочому місці для подальшої експлуатації.

Окрім вище зазначеного на пункті технічного обслуговування ведеться розконсервування і обкатка нового обладнання. Технічне обслуговування вимикачів, що знаходяться в експлуатації, має забезпечити показники надійності та довговічності.

Для забезпечення показників надійності рекомендується проводити контрольно-профілактичні роботи відповідно до приведених в даному розділі вказівок. Вказані в розділі строки та періодичність контрольно-профілактичних робіт, а також обсяги робіт допускається змінювати на основі досвіду експлуатації за погодженням з підприємством-виробником вимикачів.

Позачерговий ремонт проводиться після відключення вимикачем коротких замикань або навантажувальних струмів, число яких встановлено головним інженером електромережі на підставі досвіду експлуатації, а також вичерпані показники по термічній стійкості шунтуючих опорів.

При ремонті відкриваються тільки гасильні камери та відокремлювачі і перевіряється справність шунтуючих опорів.

При ремонті необхідно провести наступні роботи:

а) оглянути стан внутрішньої поверхні ізоляторів в зоні горіння дуги. Напилення міді змити 50% азотною кислотою за допомогою ватного тампону, після чого поверхність ізолятора, з якої знімалася мідь, промити водою. При роботі з кислотою необхідно дотримуватися правил безпеки. При наявності значного обгорання глазурі ізолятор необхідно замінити.

б) оглянути рухомі та нерухомі контакти камер та відокремлювачів (без розборки механізмів). Перевірити свободу руху контактів (рухомих) в своїх механізмах і рухомість підпружиненого нерухомого контакта відокремлювача. При пошкодженні контактної поверхні більше, ніж на 20%, контакти необхідно замінити;

в) перевірити стан елементів шунтуючих опорів: чи немає обривів ланцюга, чи не змінилася величина опору:

Поточний ремонт вимикачів проводиться один раз в рік без демонтажу основних вузлів.

При ремонті необхідно провести наступні роботи:

а) визначити тиск “залипання” та самовклучення відокремлювача;

б) зняти кришки повітряних клапанів, резервуарів і нижні кришки блоків клапанів і оглянути стан деталей та покриття, замінити змазку. В випадку виявлення дефекту, для усунення якого необхідна розборка, проведіть демонтаж цього вузла;

в) провести внутрішній огляд і демонтаж вузлів вимикачів, в випадку знаходження яких-небудь відхилень в їх роботі, виявлених в процесі експлуатації чи при перевірці, передбаченій в підпункті “б”;

г) провести контрольну підтяжку гайок всіх ущільнених з'єднань;

д) провести чистку зовнішніх поверхень ізоляторів і протерти скло приборів;

е) обстежити (без розборки) сигнально-блокувальні контакти і блок-контакти електромагнітів;

є) перевірити систему вентиляції, контактні машини, арматуру розподільчого шкафу, справність системи підігріву і т.д.

ж) провести ревізію і, в випадку необхідності, заміну фільтра (патрона) розподільчого шкафу;

з) провести інші перевірки та випробування, усунути виявлені при цьому несправності в роботі.

Капітальний ремонт вимикачів проводиться не рідше одного разу в два роки.

До капітального ремонту входить: повна розборка всіх механізмів, їх ревізія та ремонт, заміна змазки, заміна дефектних деталей, введення рекомендацій, зборка вимикача, регулювання роботи механізмів і проведення випробувань.

Ремонт, розборка, зборка і ревізія вузлів мають проводитися в спеціально обладнаних приміщеннях або пересувних будках. При ремонті необхідно захищати внутрішні порожнечі вимикачів від попадання в них пилу, піску, дощу тощо.

Капітальному ремонту підлягають: резервуари стиснутого повітря, гасильні камери, відокремлювачі, система вентиляції, шкафи управління полюсів, розподільчі шкафи, опорна ізоляція.

В шунтуючих опорах і конденсаторах замірюється величина опору та смієть відповідно, зачищаються контактні (зовнішні) з'єднання. При відхиленні вказаних величин від паспортних даних дані вузли замінюють на нові.

Перевіряється справність (без розборки) електромагнітів, сигнально-блокувальних контактів, редукторних клапанів. Розборка цих вузлів проводиться тільки в випадку наявності несправностей.

Опорні колонки допускається розбирати не при кожному капітальному ремонті, а через 5-6 років, якщо в процесі огляду встановлено задовільний стан ізоляторів і резини.

При ревізії решти зборних одиниць та їх зборці рекомендується дотримуватись всіх правил. При ревізії слід звернути увагу, щоб всі контактні (срібні) поверхні, а також качал і золотник відсічки були промиті і покриті тонким шаром змазки з наступною протиркою поверхні чистими серветками.

Після капітального ремонту проводиться повний обсяг передбачених робіт та перевірок.

2.2. Вибір форми експлуатації енергетичного обладнання

Розрахунок обсягу робіт з обслуговування енергетичного обладнання з застосуванням системи умовних одиниць виконуємо на основі даних його інвентаризації. При цьому враховуємо умови та специфіку експлуатації, а саме – сезонність використання обладнання, змінну тривалість роботи протягом доби та особливості конструкції та обслуговування.

При переводі обладнання в умовні одиниці використовуємо шкалу перевідних коефіцієнтів.

Розрахунок проводимо за окремими виробничими приміщеннями, що відповідає структурі побудови журналів обліку енерго- обладнання.

2.3. Розрахунок річних затрат праці на виконання ТО і ПР енергетичного обладнання

Річні затрати праці для проведення ТО і ПР енергетичного обладнання, визначаються на основі нормативних значень періодичності і трудомісткості технічного обслуговування і поточного ремонту по кожному з видів обладнання.

При цьому мають бути враховані сезонність використання обладнання.

Трудомісткості сезонних (на початку і в кінці сезону) технічних обслуговувань приймаються на 15% вище звичайних.

В загальному випадку можна записати наступні вирази для розрахунку річних затрат праці :

$$Q_{mo} = n_1 \cdot q_1 \cdot m_1 + n_2 \cdot q_2 \cdot m_2 \dots n_n \cdot q_n \cdot m_n, \quad (2.1)$$

$$Q_{mp} = n_1 \cdot q'_1 \cdot m'_1 + n_2 \cdot q'_2 \cdot m'_2 \dots n_n \cdot q'_n \cdot m'_n, \quad (2.2)$$

де $q_1 \dots q_n$ та $q'_1 \dots q'_n$ – відповідно нормативні значення трудомісткості ТО і ПР для 1-го виду обладнання.

Тоді : $Q_{заг} = Q_{то} + Q_{пр}$

(2.3)

Розрахункові значення річних затрат праці на виконання ТО і ПР енергетичного обладнання $Q_{заг}$, люд.год/рік використовують при визначенні нормативної чисельності персоналу енергетичної служби і, зокрема, електромонтерів. [9]

2.4. Визначення загальної кількості електромонтерів та персоналу інших підрозділів енергетичної служби

Чисельність електромонтерів визначаємо, виходячи з обсягу робіт з обслуговування енергетичного обладнання у господарстві в умовних одиницях.

Загальна кількість електромонтерів енергетичної служби господарства визначається за формулою:

$$N_{ел.монт.заг.} = A_{заг} / 100, \quad (2.4)$$

де $A_{заг}$ – об'єм робіт з обслуговування електрообладнання в умовних одиницях; 100 – середньорічне навантаження на одного електромонтера.

Тоді

$$N_{ел.монт.заг.} = 812 / 100 = 8,12$$

Приймаємо $N_{ел.монт.заг.} = 8$ осіб.

Відповідно до примірної структури енергетичної служби сільськогосподарського підприємства вводиться спеціалізація електромонтерів, створюється група експлуатації електрообладнання (чергові електромонтери $N_{ел.м.черг.}$) і група з виконання ТО і ПР електрообладнання (електромонтери-ремонтники $N_{ел.м.рем.}$). Таким чином:

$$N_{ел.монт.заг.} = N_{ел.м.черг.} + N_{ел.м.рем.} \quad (2.5)$$

Кількість електромонтерів групи з виконання ТО і ПР електрообладнання визначаємо за формулою:

$$N_{ел.м.рем.} = Q_{заг.} / M_{річн.} \quad (2.6)$$

де $Q_{заг.}$ – загальні річні затрати праці на виконання ТО і ПР електрообладнання, люд.год; $M_{річн.}$ – річний фонд робочого часу електромонтера, год.

Визначаємо річний фонд робочого часу:

$$M_{річн.} = (d_{кал.} - d_{вих.} - d_{свят.} - d_{відп.}) \cdot t \cdot H_p - n \cdot d_{н.св.}, \quad (2.7)$$

де $d_{кал.}$, $d_{вих.}$, $d_{свят.}$, $d_{відп.}$, $d_{н.св.}$ – відповідно кількість календарних, вихідних, святкових, відпускних та передсвяткових днів протягом року; t – середня тривалість робочої зміни; H_p – коефіцієнт, що враховує втрати робочого часу з різних причин (хвороба, виконання службових обов'язків тощо); приймаємо

$H_p = 0,95$; n – число годин, $n = 1$

Тоді:

$$M_{річн.} = (365 - 52 - 7 - 21) \cdot 6,83 \cdot 0,95 - 7 \cdot 1 = 1312,3 \text{ год.}$$

Звідси:

$$N_{ел.м.рем.} = 7445,15 / 1312,3 = 5,76.$$

Приймаємо $N_{ел.м.рем.} = 6$ осіб.

Тоді кількість електромонтерів у групі експлуатації (чергових)

визначаємо за формулою:

$$N_{ел.м.черг.} = N_{ел.м.заг.} - N_{ел.м.рем.} = 8 - 6 = 2.$$

В обов'язки електромонтерів групи експлуатації входять виконання щоденного ТО, усунення дрібних несправностей, підтримання електрообладнання в робочому стані.

2.5. Визначення посади керівника енергетичної служби

Кількість інженерно-технічних працівників електротехнічної служби господарства, номенклатура посад і статус її керівника визначаються за типовими нормами виходячи із загальної кількості умовних одиниць електрообладнання в господарстві і обсягу річного споживання електроенергії на виробничі потреби.

За умови що обсяг робіт з обслуговування енергетичного обладнання становить 812 умовних одиниць, а річне споживання електроенергії згідно з річним звітом за 2017 рік – 218 000 кВт·год, в господарстві створено електротехнічну службу підпорядковану інженеру з підготовки виробництва.

2.6. Формування структури енергетичної служби

Структуру електротехнічної служби показано на рис. 2.1. Структурна схема показує взаємозв'язок між окремими підрозділами, їх функції та підлеглисть.

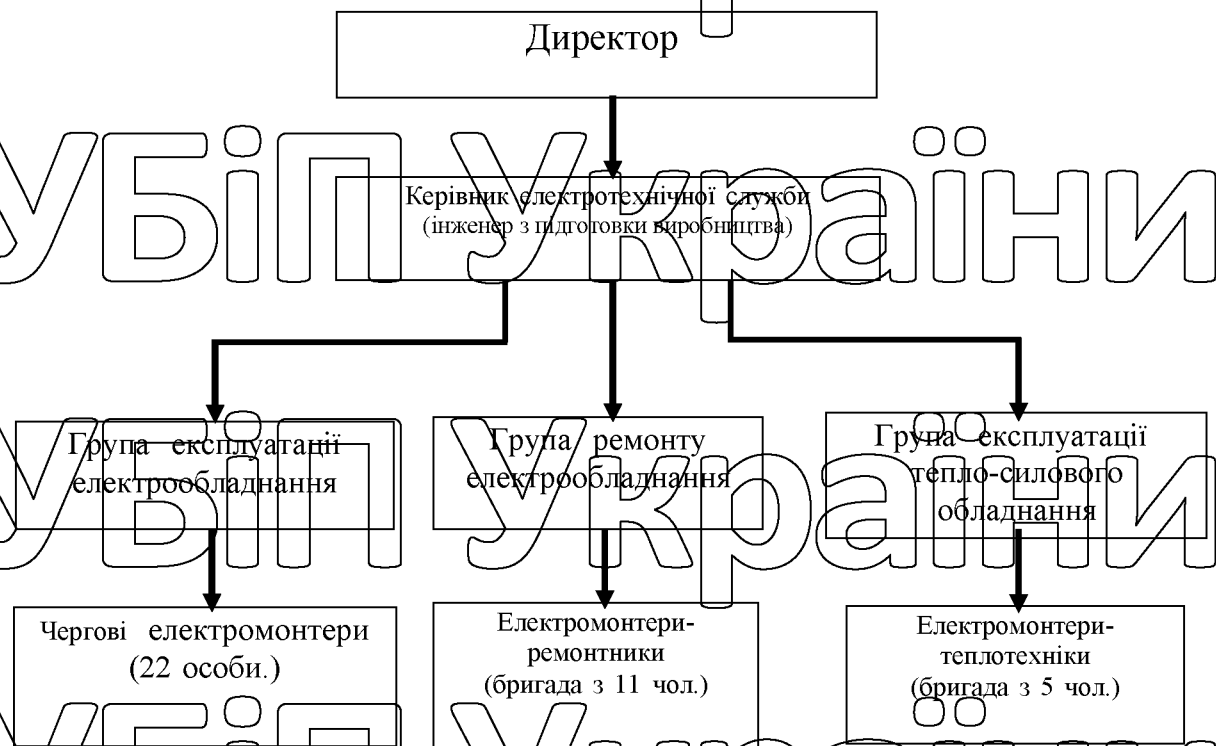


Рис. 2.1 Структурна схема електротехнічної служби господарства

РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТУВАННЯ РЕМОНТНО-ОБСЛУГОВУЮЧОЇ БАЗИ

ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СЛУЖБИ

3.1 Аналіз існуючої ремонтно-обслуговуючої бази енергетичної служби

В першому розділі пояснювальної записки були наведені відомості про існуючу в господарстві енергетичну службу.

До її недоліків слід віднести:

- 1) відсутність сучасної ремонтно-обслуговуючої бази;
- 2) недостатню забезпеченість запасними частинами і ремонтним фондом;
- 3) недостатню чисельність та низьку дисципліну персоналу.

Ці недоліки призводять до того, що електрообладнання має фактичний строк служби нижчий, ніж той, що гарантує завод-виробник.

Врешті-решт, недоліки в організації енергетичної служби призводять до збільшення собівартості продукції, що виробляється в господарстві.

Метою даного розділу є розробка пропозицій щодо формування ремонтно-обслуговуючої бази енергетичної служби.

3.2 Обґрунтування та вибір проекту ремонтної майстерні з обслуговування і ремонту енергетичного обладнання

Проектними і науково-дослідними інститутами розроблений ряд проектів ремонтних майстерень з обслуговування і ремонту електрообладнання, окремі з яких затверджені, як типові проекти.

Спеціалізована ремонтна майстерня призначена для проведення технічного обслуговування, поточного капітального ремонту силового електрообладнання.

Технологічний процес ремонту включає в себе наступні операції:

доставка в цех;

розбирання;

очищення і мийка вузлів та агрегатів;

дефектування;

ремонт зношених деталей і збірних одиниць;
комплектування;

збірка;

настроювання та післяремонтні випробовування,
фарбування і сушіння;

відправка на склад ремонтного фонду або на місце монтажу

Процес ремонту розпочинається з миття. В технологічному процесі ремонту, миття і очистка виконується в декілька станів: зовнішнє миття, миття збірних одиниць; очистка окремих деталей в спеціальних машинах.

Починаючи ремонт, обладнання частково розбирають на агрегати для повторного миття, потім по конвеєру подають в камеру повторного миття, після чого його розбирають повністю.

З ділянки розбирання агрегатів і миття деталей контейнери з деталями надходять на ділянку дефектування.

Мета дефектування - встановити істинний технічний стан деталей і вузлів, прийняти правильне рішення про можливість їх подальшого використання. З ділянки дефектування контейнери надходять на ділянку комплектації. Мета цих робіт — підготувати комплекти деталей для збирання агрегатів. Зібрані і перевірені вузли і агрегати фарбують і подають на лінію збирання.

Деякі вузли перед заключним встановленням збирають і випробовують в зібраному вигляді на окремих ділянках майстерні. На ділянці фарбування проводять роботи по підготовці поверхні до фарбування і відбувається процес фарбування.

РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНКИ І ВИБІР СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ ТА СИЛОВОЇ І ОСВІТЛЮВАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРОПРОВОДОК

4.1 Вибір технологічного обладнання

Технологічне обладнання спеціалізованої ремонтної майстерні повинно забезпечувати можливість продуктивного і якісного виконання розбірних робіт, миття вузлів і деталей, дефектування і транспортування агрегатів, вузлів на відповідні ремонтні ділянки.

Приймаючи комплект технологічного обладнання майстерні будемо орієнтуватися на типовий проект ТП 816-3-6.83 "Спеціалізована майстерня ремонту енергообладнання на 50 тис. умовних ремонтів на рік".

Ремонтно-монтажні роботи виконуються на спеціалізованих місцях.

Для розбирання двигунів, трансформаторів, інших вузлів з великою вагою використовують підвісні крани (кран-балки).

Для виконання контрольно-дефектних робіт комплектування використовуються контрольно-вимірні етенси, столи, шафи, вимірний інструмент та пристосування для дефектування і сортування деталей.

На слюсарно-механічній дільниці виконуються роботи по механічній обробці деталей і деякі слюсарні роботи по ремонту деталей, виготовлення нестандартного обладнання, технологічної оснастки і інструменту.

Технологічне обладнання ділянки включає токарно-гвинтовий верстат, універсально-фрезерувальний верстат, вертикально-свердлильний верстат.

Зварювання і наварювання металів бувають найбільш поширеними технологічними процесами при виконанні механічних ремонтних робіт. Для цих робіт в основному використовують електродугове зварювання. Додатково на ковальсько-зварювальній ділянці майстерні виконуються роботи по відновленню деталей тиском, виготовлення нових деталей і окремих їх частин.

Для різноманітних ковальських робіт, що виконані методом зварного кування на плоских і фасонних бабках використовуються пневматичні ковальські молоти. Для нагрівання деталей використовуються ковальські горни і нагрівні печі.

На збиральній ділянці виконуються ремонтно-монтажні роботи, пов'язані з збиранням, регулюванням електрообладнання. Ділянка обладнана стендами для збирання вузлів електрообладнання і різним випробувальним обладнанням.

До обладнання ділянки перевірки і регулювання автотракторного електрообладнання відноситься стенд КИ-968 ГОСНИТИ, що використовується для перевірки і регулювання електрообладнання.

В усіх приміщеннях ремонтної майстерні передбачається вентиляція, яка забезпечує санітарно-гігієнічні норми повітряного середовища в рамках допустимих санітарно-гігієнічних нормативів.

Також виконання магістерської роботи передбачає автоматичне і дистанційне відключення вентиляційних систем при виникненні пожежі, а також неможливість включення зварювального апарату і зарядного агрегату без витяжної вентиляції.

Звичайна вентиляція проектується в тих випадках, коли в приміщеннях де вона встановлена, швидкість повітрообміну по існуючих нормативах дорівнює 3, в приміщеннях де кратність вище 3, передбачається штучна - 3 механічним спонуканням повітря або змішана вентиляція.

Як систему вентиляції для дільниці зварювання і наплавлення деталей використовують переривчасто витяжну вентиляцію з пристроями місцевого відсмоктування на робочих місцях.

Кількість повітря, яке видаляється загальнообмінною вентиляцією визначаємо за годинною кратністю цього обліку згідно вимог, що встановлені нормами.

Необхідний повітрообмін визначаємо за формулою:

$$L_n = V \cdot K_p, \quad (4.1)$$

де V - об'єм вентиляованого приміщення, $V = 52,5 \text{ м}^3$;

K_p - кратність повітрообміну, для ділянки зварювання K_p становить $2,0 \div 2,5$.

Тоді: $L_n = 52,5 \cdot 2,5 = 131,1 \text{ м}^3/\text{г}$.

Місцеві видалення повітря на робочому місці виконано у вигляді витяжної шафи. Кількість видаленого повітря визначаємо за формулою:

$$L_m = 3600 \cdot V_{cp} \cdot F, \quad (4.2)$$

де V_{cp} - середня швидкість повітря в робочому отворі, $V_{cp} = 1,5 \text{ м/с}$;

F - площа поперечного перерізу робочого отвору, $F = 0,5 \cdot 1,2 = 0,6 \text{ м}^2$.

$$L_m = 3600 \cdot 1,5 \cdot 0,6 = 3240 \text{ м}^3/\text{г}.$$

Приймаємо шафу за номером 2268 для зварних робіт розміром $3030 \times 90 \times 2100 \text{ мм}$.

Кількість видаленого повітря - $3280 \text{ м}^3/\text{г}$. Сумарний дорівнює :

$$L = L_n + L_m = 131,1 + 3240 = 3371,1 \text{ м}^3/\text{г}. \quad (4.3)$$

Видалення повітря з приміщення здійснюється з верхньої або нижньої зони. За розміром витяжного отвору приймається повітропровід квадратного перерізу $276 \times 276 \text{ мм}$, що виготовлений з оцинкованої сталі.

Розміщення технологічного обладнання в ремонтній майстерні наведено додатку А, дані про технологічне обладнання приводяться в табл. 4.1.

4.2 Вибір силового електрообладнання

Потужність електродвигуна вентилятора з запасом становить:

$$P_{уст} = K_3 L_d P / (3600 \cdot 102 \cdot \eta_s \cdot \eta_n \cdot \eta_{мід}), \quad (4.4)$$

де K_3 - коефіцієнт запасу на пусковий момент (для електродвигунів потужністю до 2кВ, $K_3=1,2$);

L_d - дійсна подача вентилятора, $L_d = 3405 \text{ м}^3/\text{т}$;

P - приведений тиск, $P = 41,2 \text{ кгс/м}^2$;

НУБІП | УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

Таблиця 4.1

Перелік технологічного обладнання з електроприводом

Назва обладнання	Електропривод							Апарат керування	
	тип	кількість, шт	P, кВт	n, об/хв	I _н , А	η _н , %	cos φ _н	тип пускача	тип теплового реле
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Очищувач пароструменевий	АИР80В2	1	2,2	2850	4,7	83,0	0,87	ПМЛ 1220У3	РТЛ 102104
Стационарний пост змащування	АИР100А6	61	2,1	920	3,05	74,0	0,74	ПМЛ 1220У3	РТЛ 100804
	АИР71В6	1	0,55	920	1,75	87,5	0,71	ПМЛ 1220У3	РТЛ 100804
	АИР100А6	1	2,2	950	5,65	71,0	0,73	ПМЛ 1220У3	РТЛ 100104
Електромеханічний пост змащення	АИР71В6	1	0,55	920	1,75	87,5	0,71	ПМЛ 1220У3	РТЛ 100704
Установка для діагностування тракторів	АКВ824У3	1	55	1430	98,5	87,5	0,88	ПМЛ 5200У3	РТЛ 100204
Машина для миття	АИР13254	1	7,5	1455	15,1	87,5	0,88	ПМЛ 2220У3	РТЛ 102104
Станок для шліфування клапанів	АИР71А4	1	0,55	1365	1,7	70,5	0,70	ПМЛ 1220У3	РТЛ 100704
Універсальний станок притирання клапанів	АИР80В6	1	3,05	920	7,4	74,0	0,74	ПМЛ 1220У3	РТЛ 100804
	АИР71В6	1	0,55	920	1,74	67,5	0,74	ПМЛ 1220У3	РТЛ 100804
Автомат А-508М	АКД4-3	1	0,2	1450	0,7	75,0	0,72	ПМЛ 1220У3	РТЛ 100204
Контрольно-випробувальна установка КИУ-5	-	1	3,0	-	10	-	-	ПМЛ 1220У3	РТЛ 102104
Машина контактного зварювання МТ-2201-1УХЛ4	-	1	20	-	60	-	-	ПМЛ 4220У3	РТЛ 100204

Продовження табл

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стенд обкаточно-гальмівний	АИР25026	1	45	950	160	90,0	0,87	ПМЛ 4200УЗ	РТЛ 205704
Паливна колонка	АИР63В4	2	0,37	1365	1,2	68,0	0,77	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100304
Станок заточувальний настільний	АИР56В2	2	0,25	2770	0,74	68,0	0,77	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100304
Станок свердильний настільний	АИР71В2	1	0,55	920	1,74	67,5	0,71	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100304
Трансформатор для паяння проводів	-	1	5	-	22,8	-	-	-	-
Універсальний стенд КИ 968	АИР90А4	1	2,2	1410	5,0	80,0	0,83	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100704
Селеновий вимикач	-	1	4,0	-	6,1	-	-	-	-
Електродистольатор	-	1	1,6	-	7,3	-	-	-	-
Універсальний стенд для випробувань паливної апаратури	АИР80В4	1	1,5	1395	3,6	77,0	0,83	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100704
Вертикально-свердильний станок	АИР100А6	1	2,2	950	5,65	81,0	0,73	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100704
Комбінований станок	АИР100Л6	1	0,12	1375	0,44	63,0	0,66	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100104
Токарно-гвинторізний станок	АИР100Л6	1	2,2	950	5,65	81,0	0,74	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100104

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Молот пневматичний	АИР 13284	1	7,5	1455	22,0	87,5	0,87	ПМЛ 122УЗ	РТЛ 100404
Стенд для ремонту підвищення кареток тракторів	АИР13254	1	7,5	1455	15,1	87,5	0,88	ПМЛ 2220УЗ	РТЛ 102104
Електрошліфувальна машина	АИР71В2	1	1,1	2890	2,48	77,5	0,87	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100604
Обдирочно-шліфувальний станок	АИР 10014	1	4,0	1410	8,6	84,0	0,84	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 101004
Кран підвісний	АИР112М4	3	5,5/2	1425	11,5	85,0	0,85	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100804
Лебідка електрична	АИР112М4	3	5,5/2	1425	11,5	85,0	0,85	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100804
Витяжна система ВУ-15	АИР71В4	1	0,55	1365	1,7	70,5	0,70	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-14	АИР71В4	1	0,55	1365	1,7	70,5	0,70	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-13	АИР71В4	1	0,55	1365	1,7	70,5	0,70	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-12	АИР71В4	1	0,75	920	2,25	69,0	0,74	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/-ВУ-11	АИР71В4	1	0,55	1365	1,7	70,5	0,70	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/-ВУ-10	АИР71В4	1	0,55	1365	1,7	70,5	0,70	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-9	АИР71А6	1	0,37	920	1,25	64,5	0,86	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-8	АИР71А6	1	0,37	920	1,25	64,5	0,86	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-7	АИР63В2	1	0,55	2780	1,33	73,0	0,74	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-6	АИР80А6	1	0,75	920	2,25	69,0	0,65	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-5	АИР80А6	1	0,25	1380	0,85	68,0	0,75	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-4	АИР71В4	1	0,75	1365	2,2	72,0	0,73	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ100404
-/- ВУ-3	АИР71В4	1	0,75	1365	2,2	72,0	0,73	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-2	АИР80А4	1	1,1	1395	2,75	75,0	0,81	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404
-/- ВУ-1	АИР71В4	1	0,75	1365	2,2	72,0	0,73	ПМЛ 1220УЗ	РТЛ 100404

η_e - ккд вентилятора, $\eta_e = 0,6$;
 η_n - ккд передачі, $\eta_n = 1$;
 $\eta_{\text{мід}}$ - ккд підшипників, $\eta_{\text{мід}} = 0,98$.

їїни

Тоді:

$$P_{\text{уст}} = 1,2 \cdot 3405 \cdot 41,2 / (3600 \cdot 102 \cdot 0,6 \cdot 0,98) = 1,18 \text{ кВт.}$$

Електродвигун вентилятора працює в тривалому режимі згідно ГОСТ 183-74 з постійним або з навантаженням, що змінюється не значно.

Номінальну потужність вибираємо за умови:

$$P_{\text{ном}} \geq P_{\text{уст}}$$

Вибираємо електродвигун потужністю 1,5 кВт. Живлення здійснюється трифазним змінним струмом з частотою 50 Гц. За частотою обертання двигун вибираємо, виходячи з характеристик вентилятора, частота обертання якого повинна бути в межах $930 \div 1420 \text{ хв}^{-1}$, маючи високий ккд і $\cos \varphi$ та мінімальну собівартість.

НУБІП України

Оскільки до приводу вентилятора не застосовують спеціальних вимог, то приймаємо електродвигун з нормальною механічною характеристикою основного виконання АІР 80В4С1.

НУБІП України

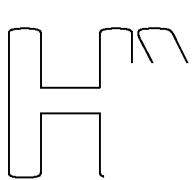
Перевіряємо двигун за умовами пуску при зниженні напругі з урахуванням розкиду параметрів електродвигуна. Визначаємо час пуску графо-аналітичним методом і перевіряємо двигун за нагрівом під час пуску.

НУБІП України

Механічна характеристика вентилятора одержана розрахунковим шляхом за формулою:

$$M_c = M_0 + (M_{\text{ст}} - M_0) \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^x, \text{ Нм}; \quad (4.5)$$

де M_0 - момент зрушення, Нм;
 $M_{\text{ст}}$ - момент статичних опорів при номінальних швидкостях, Нм;



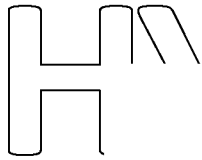
ω - поточне значення кутової швидкості;



$$\omega = 2,3,14 \cdot 1420 / 60 = 148,6 \text{ c}^{-1};$$

$$M_0 = 0,15 \text{ M}_{en}, \text{ Нм};$$

$$M_0 = 0,15 \cdot 8,6 = 1,26 \text{ Нм}.$$

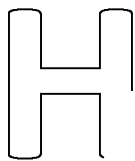


Результати розрахунків заносимо до табл. 4.2.

Таблиця 4.2

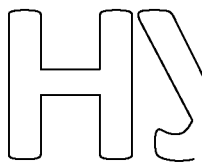
Розрахунок механічної характеристики вентилятора

ω, c^{-1}	0	31,4	62,8	94,2	115,1	148,4	157
$M_c, \text{Нм}$	1,34	1,62	2,7	4,37	6,73	8,6	9,8



Момент інерції, приведений до вала електродвигуна, визначається за формулою:

$$j_{np} = j_{дв} + j_{зв}, \tag{4.7}$$



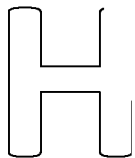
де $j_{дв}$ - момент інерції двигуна;

$$j_{дв} = 0,0032 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$j_{зв}$ - момент інерції вентилятора, $j_{зв} = 0,009 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$.

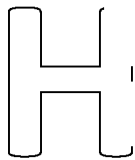
$$j_{np} = 0,0032 + 0,009 = 0,0122 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$$

$$j_{np} = 0,122 \text{ Нм}^2.$$



Механічну характеристику двигуна розраховуємо за формулою:

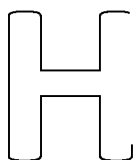
$$M = \frac{M_{кр} \cdot (2 + q)}{\left(\frac{S}{S_{кр}} + \frac{S_{кр}}{S} \right) + q}, \text{ Нм}; \tag{4.8}$$



де $M_{кр}$ - максимальний момент двигуна;

$S_{кр}$ - критичне ковзання;

S - поточне значення ковзання.



$$M = M_{\min}, \text{ Нм};$$

$$\omega = \omega_{\min}, \text{ сек}^{-1}$$

$$S = 0,85$$

$$M = M_n, \text{ Нм};$$

$$\omega = \omega_n, \text{ сек}^{-1}$$

$$S = 1$$

За побудованою характеристикою знаходимо характеристику, що відповідає зниженню напруги на затискачах електродвигуна (допускається $\Delta U - 5\%$):

$$M' = M \cdot \left(\frac{U}{U_n}\right)^2, \text{ Нм}; \quad (4.12)$$

За цією механічною характеристикою будемо криву механічної характеристики двигуна з врахуванням розкиду його параметрів згідно ГОСТ 123-79. Допускається зменшення: M_{max} на 10%, M_{min} на 10%, M_n на 10% від номінального.

Розрахунок проводимо в табличній формі (табл. 4.3).

Таблиця 4.3

Розрахунок механічних характеристик електродвигуна

$\omega \text{ с}^{-1}$	151	144,6	117,75	23,55	0
S	0	0,08	0,25	0,85	1
M, Нм	0	10,1	22,22	16,16	18,18
M' Нм	0	8,7	19,1	13,9	15,64
M'' Нм	0	6,3	17,2	11,12	13,3

На рис. 4.1 побудована механічна характеристика вентилятора та механічна характеристика електродвигуна. Динамічну характеристику отримуємо шляхом віднімання:

де $M_{\text{де}}$ – момент, що розвивається електродвигуном;

M_c - момент опору вентилятора.

Оскільки при запуску динамічний момент має змінне значення, то для визначення часу розгону вибираємо невеликий приріст швидкості, під час якого динамічний момент змінюється мало та рівний середньому значенню за час, необхідний для приросту швидкості на величину $\Delta\omega$:

Результати розрахунку часу пуску заносимо до табл.4.4.

Таблиця 4.4

Розрахунок часу пуску електродвигуна

j, Нм ²	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
$\Delta\omega, \text{ с}^{-1}$	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
M _{дин} Нм	13,1	11,9	12,2	12,7	13,3	13,7	13,8	12,9	1

t,c	0,14	0,16	0188	0,152	0145	0,14	0,139	0,149	0,578
-----	------	------	------	-------	------	------	-------	-------	-------

НУБІП У КРАЇНИ

НУБІП У КРАЇНИ

НУБІП У КРАЇНИ

НУБІП У КРАЇНИ

НУБІП У КРАЇНИ

НУБІП У КРАЇНИ

НУБІП У КРАЇНИ

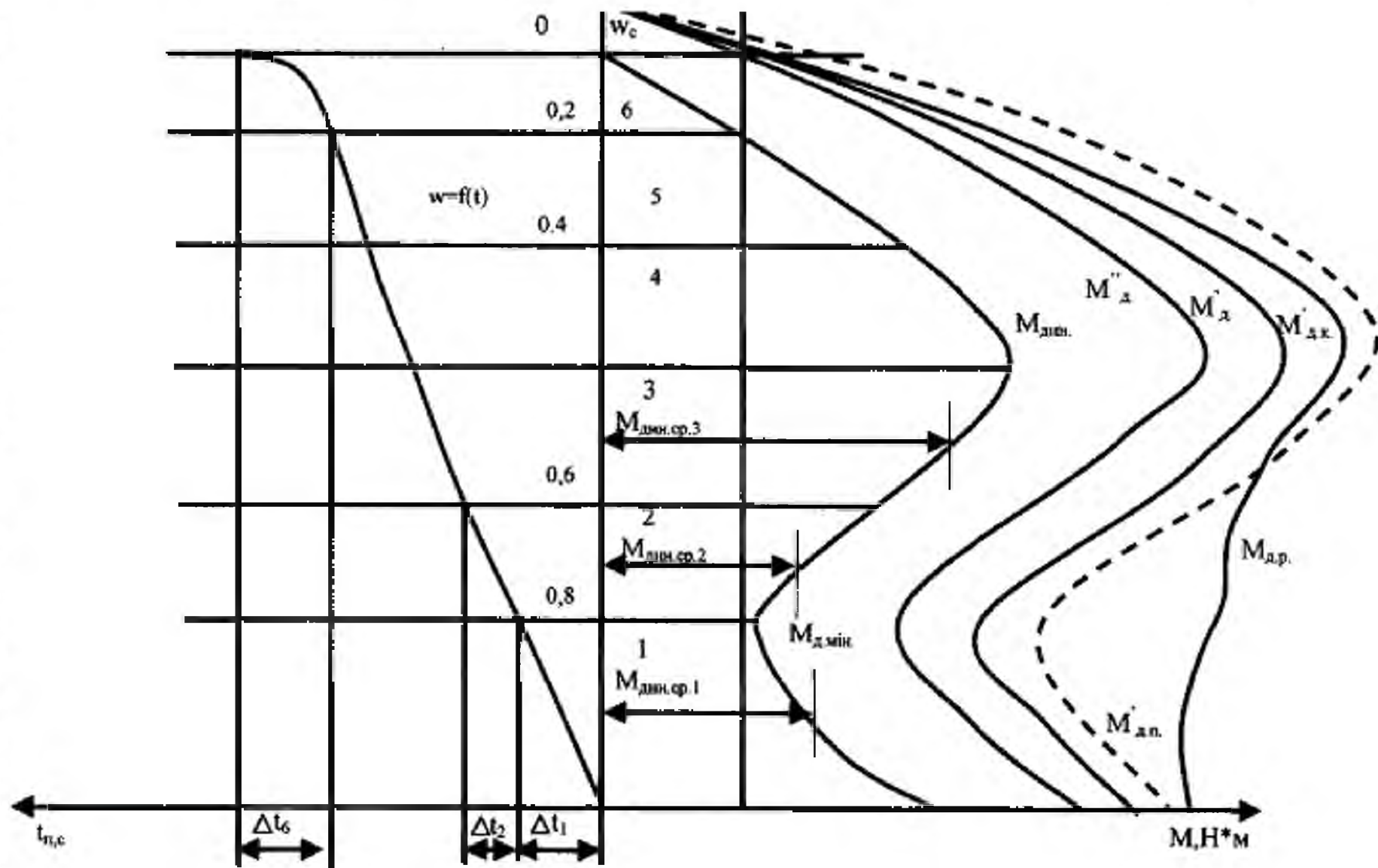
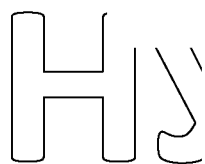


Рис. 4.1 – Механічні характеристики електродвигуна АИР80А4СУ1. Визначення тривалості пуску електропривода графо-аналітичним методом

Час пуску електродвигуна: $t_n = \Sigma \Delta t = 1,957 \text{ с}$.



Нагрівання двигуна за час пуску визначається за формулою:

$$\theta = \theta_n + v_t \cdot t_n, \quad (4.15)$$

де θ_n - температура навколишнього середовища, $\theta_n = 20^\circ\text{C}$;

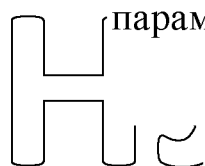


v_t - швидкість зростання температури, $v_t = 5,9^\circ\text{C}/\text{с}$.

Тоді:

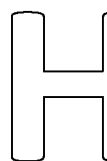
$$\theta = 20 + 5,9 \cdot 1,957 = 31,54^\circ\text{C}.$$

Нагрівання двигуна під час пуску незначне і не перевищує допустимі



параметри.

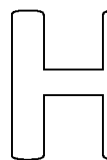
4.3 Вибір апаратури керування і захисту



Для захисту від перевантажень і коротких замикань вибираємо автоматичний вимикач типу ВА. Вибір здійснюємо для електродвигуна 4ААМ63А4У3 витяжної системи ВУ-5. Параметри двигуна: $P_n = 0,25 \text{ кВт}$; $I_{н.дв} = 0,85 \text{ А}$; $I_{п} = 4,25 \text{ А}$.

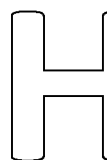
Вибір здійснюємо з наступних умов, при цьому $I_{ав} = 25 \text{ А}$:

1. $U_{ав} \geq U_{мер}$; $U_{ав} = 380 \text{ В} \geq U_{м} = 380 \text{ В}$;
2. $I_{ав} \geq I_{н.дв}$; $I_{ав} = 25 \text{ А} > I_{н.дв} = 0,85 \text{ А}$;
3. $I_{т.р} \geq I_{н.дв}$; $I_{т.р} = 1,0 \text{ А} \geq I_{н.дв} = 0,85 \text{ А}$;
4. $I_{відс. ел.магн. р} \geq (1,45 \dots 1,65) \cdot I_{пуск}$; $I_{відс. ел.магн. р} = 12 I_{ав} = 12 \cdot 25 = 300 \text{ А} \geq 1,65 \cdot I_{пуск} = 5,6 \text{ А}$;
5. $I_{гр.к} \geq I_{3ф.к.з}$; $I_{гр.к} = 3 \text{ кА} \geq I_{3ф.к.з} = 1,5 \text{ кА}$.



Вибираємо автоматичний вимикач ВА51 25-340010РІР30УХЛЗ згідно ТУ 16-522.157-83.

Для дистанційного керування електродвигуном і для захисту від перевантажень вибираємо електромагнітний пускач типу ПМЛ з тепловим розчіплювачем серії РТЛ, виходячи з умов:



1. $U_{емп} \geq U_{мер}$; $U_{емп} = 380 \text{ В} \geq U_{мер} = 380 \text{ В}$;
2. $I_{н.м} \geq I_{н.дв}$; $I_{н.м} = 10 \text{ А} \geq I_{н.дв} = 0,85 \text{ А}$;
3. $I_{уст.т.р.} \geq I_{н.дв}$; $I_{уст.т.р.} = 1,1 \text{ А} \geq I_{н.дв} = 0,85 \text{ А}$;

$$4. U_{\text{кот. емп}} \geq U_{\text{мер}}; \quad U_{\text{кот. емп}} = 220\text{В} \geq U_{\text{мер}} = 220\text{В}.$$

Приймається електромагнітний пускач типу ПМЛ-1230 О4В з електротепловим реле РТЛ-10058О4 з діапазоном регулювання номінального струму неспрацювання 0,61÷1,0 А.

Аналогічно вибирається апаратура керування і захисту для всіх інших струмоприймачів і результати розрахунків та вибору заносимо в розрахунково-монтажну таблицю силової мережі (додаток А).

4.4 Розрахунок силових електропроводок та розподільчих щитів

Переріз струмоведучих проводів і кабелів вибираємо з умови гранично допустимого нагрівання і достатньої механічної міцності:

$$I_{\text{т.доп}} \geq I_{\text{max.т.доп}}, \quad (4.16)$$

де $I_{\text{т.доп}}$ - тривало допустимий струм нагріву провідника, А;

$I_{\text{max.т.доп}}$ - максимальний тривало допустимий струм нагріву провідника, А.

Проводиться розрахунок і вибір проводки для двигуна вентилятора зварювальної ділянки. Електродвигун працює з постійним навантаженням. За максимальний робочий струм приймаємо його номінальний струм:

$$I_{\text{max.т.доп}} = I_{\text{н.вд}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}; \quad (4.17)$$

$$I_{\text{max.т.доп}} = I_{\text{н.вд}} = \frac{0,25 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,84 \cdot 0,83} = 0,54 \text{ А}.$$

Приймаємо провід марки ВВГ з мідними жилами, прокладений в сталевих трубах, потай в підлозі. Переріз струмопровідної жили 2,5 мм². Проводку виконуємо в сталевій трубі згідно з вимогами ПУЕ.

Внутрішній діаметр труби визначаємо за формулою:

$$D \geq 1,2 \cdot d, \quad (4.18)$$

де d - діаметр проводки, мм; для трижильного проводу ВВГ діаметр складає

$$d = 9,0 \text{ мм}, \text{ тоді: } D = 1,2 \cdot 9,0 = 10,8 \text{ мм}.$$

Приймаємо трубу з найбільш стандартним близьким значенням внутрішнього діаметру - 15 мм. Аналогічно вибираємо силову електропроводку для інших струмоприймачів і результати занесемо в розрахунково-монтажну таблицю (лист №2 графічної частини).

Живлення струмоприймачів здійснюється від головної розподільчої шафи типу ПР8501-074-ІР21У3 із автоматичними вимикачами ВА51Г31-340010020У3 та розподільчих шаф типу ПР8501-023-ІР21У3 з вимикачами ВА51-2534.

Пусковою і захисною апаратурою для електродвигунів слугують електромагнітні пускачі ПМЛ з кнопками керування.

Підключення переносних струмоприймачів передбачається від силових ящиків із штепсельними роз'єднаннями і розетками типу РШ - 30, ШТ - 10.

Вимикач вводу триполюсний ВА51Г33-340010020У3 на 160 А. Розподільча частина електромережі виконана кабелем АВВГ, який прокладений по будівельних конструкціях, проводом ВВГ або ВВГ в поліетиленових або сталевих трубах. Живлення вводу здійснюється кабелем АВВГ 4х95.

4.5 Розрахунок освітлення

Передбачається робоче (загальне і місцеве) освітлення, аварійне і переносне. Напруга мережі робочого і аварійного освітлення 380/220 В, переносного 36 В.

Освітленість приміщення прийнята згідно вимог ДСТУ та документу "Норми проектування освітлення".

Робоче і аварійне освітлення передбачається світильниками типу ПВДМ, ПСХ; переносне - світильниками РВО - 42 УХЛ4 через ящики з понижувальними трансформаторами ЯТП - 0,25. Штучне освітлення повинно відповідати таким

вимогам: забезпечити необхідну і постійну освітленість робочого місця, деталей, інструментів; не допускати різниці в освітленні окремих ділянок робочого місця.

Проектом передбачена система штучного освітлення: загальна і комбінована.

При комбінованій системі освітлення використовується загальне і місцеве освітлення робочого місця. Розрахунок освітлення виконується на кожній ділянці допоміжних і побутових приміщень, згідно з діючими нормами ДБН Н-97.

Розрахунок освітлення здійснюємо методом використання коефіцієнта світлового потоку, перевірку розрахунку освітлення виконуємо точковим методом. Вибір освітлювальних установок і способів прокладання електропроводів проводимо в залежності від умов навколишнього середовища в приміщеннях.

Виконуємо розрахунок освітлення для ремонтно-монтажної дільниці. Розміри дільниці - 19x10 м. Висота приміщення - 6 м. Освітлювальна площа - 190 м². Для освітлення використовуємо люмінесцентні лампи, які мають ряд переваг:

висока освітлювальна віддача, довгий період роботи, мала собівартість;

сприятливий спектр випромінювання, висока якість передачі кольору;

низька яскравість і температура поверхні лампи

Вибираємо світильники типу ДПП-02-4П-31 Prom 120, в яких встановлені світлодіодні лампи ДПП-02-4П-31. Світловий потік лампи - 4320 лм.

Розрахунковий світловий потік для всього приміщення:

де E - нормальна освітленість, лк; $E=200$ лк;

K - коефіцієнт запасу, $K = 1,3$;

S - площа приміщення, м²

Z - коефіцієнт нерівномірності освітлення, $Z = 1,1$;

η - коефіцієнт використання світлового потоку.

Визначаємо індекс приміщення:

H_p - розрахункова висота світильників;

$$H_p = H - (h_c + h_p), \quad (4.19)$$

де H - висота приміщення, м;

h_c ~ відстань від світильників до стелі, $h_c = (0,2 \dots 0,25)$ м;

Коефіцієнти відбивання в приміщенні: $\rho_{\text{стелі}} = 50\%$; $\rho_{\text{стін}} = 30\%$; $\rho_{\text{підлоги}} = 10\%$.

Залежно від коефіцієнта відбивання, типу кривої сили світла світильника і індексу приміщення приймаємо коефіцієнт використання світлового потоку – $\eta = 0,52$.

$$\Phi = \frac{200 \cdot 190 \cdot 1,3}{0,52} = 95000 \text{ лм.}$$

Таким чином, для створення загального світлового потоку на ділянці складання необхідно встановити кількість світильників, яка дорівнює:

де Φ_1 - світловий потік лампи світильника, лм.

$$N = \frac{95000}{2 \cdot 4320} = 10,9.$$

Вибираємо 10 світильники і розташовуємо в 2 ряди по 5 в кожному ряду. Відстань між рядами однакова:

$$L = \lambda \cdot H_p, \quad (4.20)$$

де λ - найбільша відстань між світильниками, $\lambda = 1,5$ м.

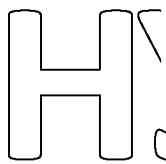
$$L = 1,5 \cdot 4 = 6 \text{ м.}$$

Відстань від стін: $b = (0,25 \dots 0,5)L$; $b = 0,5 \cdot 6 = 3$ м (рис. 4.2).

Перевірку освітлення в окремих точках ділянки проводимо точковим методом (рис. 4.2). Оскільки довжина ряду світильників перевищує половину розрахункової висоти підвісу, то ряд світильників розглядається як безперервна світлова лінія.

Оскільки при довгих рядах світильників зменшується освітленість на кінцях рядів, то компенсуємо це віддалення лінії на $0,5H_p$ від межі освітлювальної поверхні.

Точку приймаємо під робочим місцем. Густина світлового потоку визначаємо за формулою:

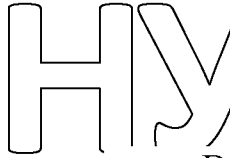


$$\Phi = \frac{1000 \cdot E \cdot \kappa_3 \cdot H_p}{M \cdot \sum \varepsilon}, \quad (4.21)$$

де E - нормована освітленість;

κ_3 - коефіцієнт запасу;

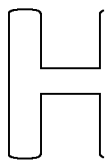
H_p - розрахункова висота підвісу;



M - коефіцієнт враховуючої дії віддалення світильників;

ε - відносна освітленість.

Відносна освітленість визначається за графіком з координатами "P", "L,". Так як точка А освітлюється декількома частинами рядів, то відносна освітленість

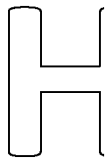


визначається від кожного ряду окремо, а потім сумується.

Визначаються координати: $P'' = \frac{P}{H_p}$; $L'' = \frac{L}{H_p}$ За ними визначають відносну

освітленість. Дані зводяться до табл. 2.4. Тоді:

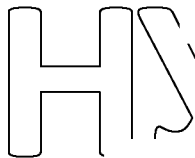
$$\sum \varepsilon = 242,5 \text{ лк} .$$



$$\Phi'' = \frac{1000 \cdot 200 \cdot 1,3 \cdot 4}{1,3 \cdot 242,5} = 3298,97 \text{ лк/м.}$$

Повний світловий потік ряду буде дорівнювати:

$$\Phi = \Phi'' \cdot L, \quad (4.22)$$

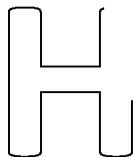


де L - довжина ряду.

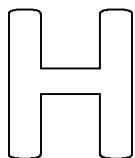
$$\Phi = 3298,97 \cdot 13 = 42886,61 \text{ лк.}$$

Таблиця 4.5

Дані для перевірки освітленості



$H_p, \text{м}$	$L, \text{м}$	$P, \text{м}$	P''	L''	$\varepsilon, \text{лк}$
4	21	2,8	0,7	5,25	70
4	21	2,8	0,7	5,25	70
4	4	2,8	0,7	1	51,25
4	4	2,8	0,7	1	51,25



НУБІП І УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

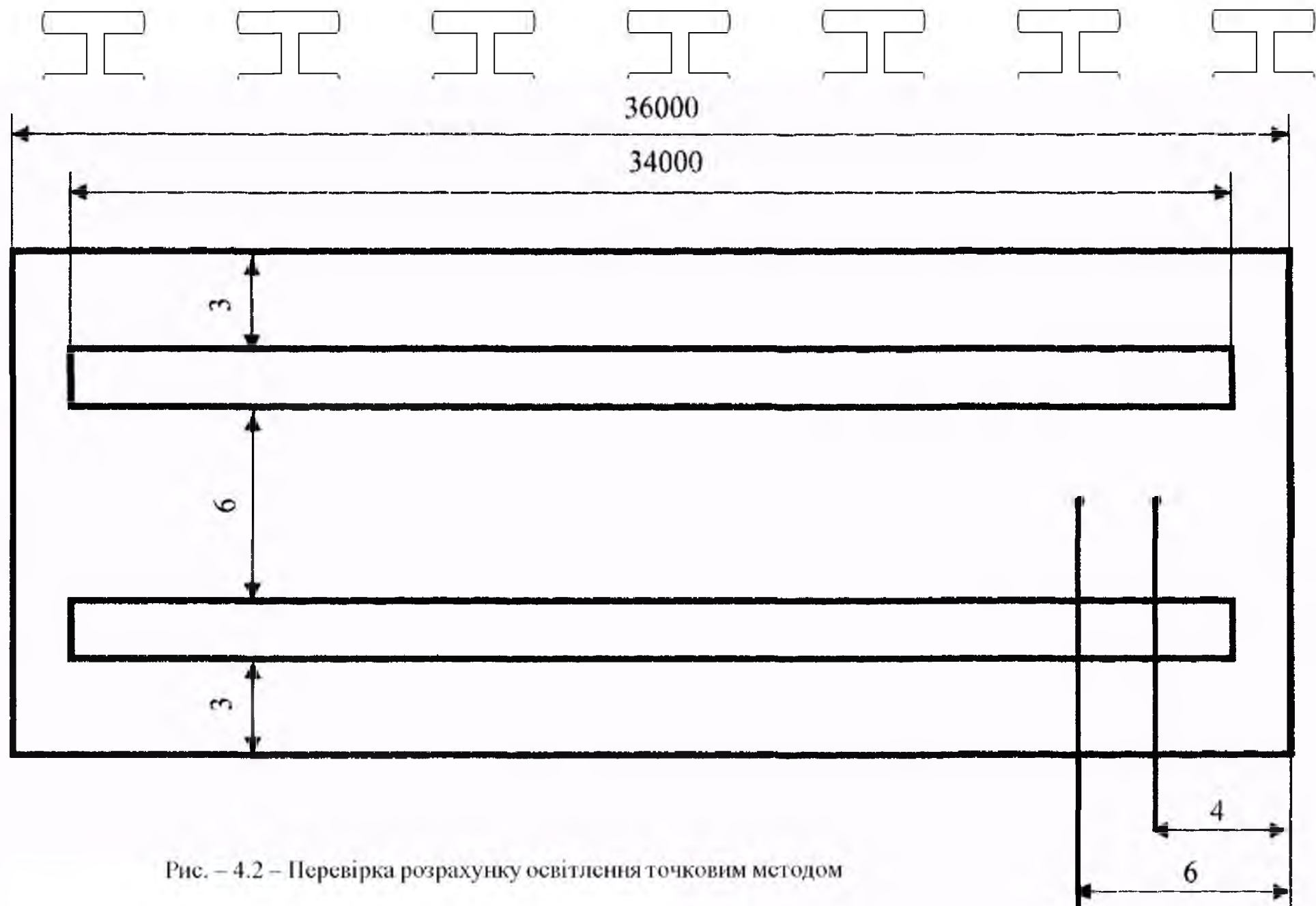


Рис. – 4.2 – Перевірка розрахунку освітлення точковим методом

Кількість світильників в ряду визначають за формулою:

$$n = \frac{\Phi}{\Phi_c}, \quad (4.23)$$

де Φ_c – світловий потік лампи в світильнику, $\Phi_c=8640$ лм;

Встановлюємо 10 шт. світильників типу ПВЛМ 2x40. Тоді:

$$n = \frac{42886,61}{8640} = 4,96 \text{ шт.}$$

Приймаємо в ряду по 5 світильників. Кількість світильників для всього приміщення: $\Pi_{заг} = 2 \cdot n$; $\Pi_{заг} = 2 \cdot 5 = 10$ шт.

Результати розрахунку точковим методом підтверджують правильність розрахунку методом використання коефіцієнта світлового потоку.

Освітлення в контрольній точці перевіряємо за формулою:

$$E = \frac{n \cdot \Phi_c \cdot M \cdot \Sigma \varepsilon_e}{1000 \cdot \kappa_z \cdot H_p \cdot L}, \quad (4.24)$$

де $\Sigma \varepsilon_e$ - сумарна освітленість в точці лк; $\Sigma \varepsilon_e = 110$ лк.

$$E = \frac{10 \cdot 8640 \cdot 1,3 \cdot 110}{1000 \cdot 1,3 \cdot 3,5 \cdot 13} = 208,9 \text{ лк.}$$

Норми допускають відхилення освітленості до 15%, а норма складає 200 лк.

Аналогічно проводимо розрахунок освітленості для інших приміщень майстерні. Результати заносимо до світлотехнічної відомості (табл. 4.6). Переріз провідників освітлювальних мереж вибираємо за умов:

за розрахунковим струмом навантаження;

за механічною міцністю.

Проводимо розрахунок освітлювальної мережі ремонтно - монтажної дільниці. Кількість світильників розподіляємо на 3 групи по 5 в кожній.

Освітлювальну мережу виконуємо мідним проводом з несучим сталевим тросом ВВГ - 2 (1x2,5).

НУБІП України

За умовами механічної міцності найменший переріз для мідних проводів - 2,5

мм². За умовою гранично допустимого нагрівання: $I_{гр.дон} \geq I_{роз.роб}$.

Для мідного проводу $S = 2,5 \text{ мм}^2$, розташованого відкрито $I_{трдон} = 19 \text{ А}$. Робочий струм визначаємо за формулою:

$$I_{роб} = \frac{P_{вст} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (4.25)$$

де $P_{вст}$ — встановлена потужність групи;
 U_H - номінальна напруга.

$$I_{роб} = \frac{2,08 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 3,2 \text{ А}$$

$$19 \text{ А} \geq 3,2 \text{ А}$$

Умова виконується.

Перевіримо вибраний переріз проводу за допустимою втратою напруги у лінії за формулою:

$$\Delta U = \frac{\Delta P_i \cdot l}{\rho \cdot S}, \%, \quad (4.26)$$

де ΔP_i - сума моментів потужностей;

l - коефіцієнт, який залежить від кількості фаз, напруги і матеріалу проводу;

S - переріз проводу.

Визначаємо суму моментів потужностей потокової лінії за розрахунковою схемою питомої групової лінії:

$$\Delta P_i \cdot l = P_y \cdot l_y \cdot \left(P_y \cdot \frac{2,3}{2} \right), \quad (4.27)$$

$\Delta P_i \cdot l = 2,08 \cdot 8 \cdot 2,08 \cdot \frac{2,3}{2} = 40,6 \text{ Вт/м}^2$. Визначаємо фактичну втрату напруги в

лінії:
$$\Delta U = \frac{40,6}{19,5 \cdot 4} = 0,52 \%$$

□

Фактична втрата напруги менша допустимої.

Приймаємо кабель ВВГ 3х2,5, та провід ВВГ 3х2,5 з несучим сталевим тросом АВГ - 1. Аналогічно проводимо розрахунок інших ліній освітлювальної мережі.

Для керування освітленням і захистом від аварійних режимів приймаємо освітлювальні щитки типу ЯОУ-8503-IP21У3 з автоматичними вимикачами ВА 49-2914.

Групові освітлювальні мережі прокладаємо на скобах і тросах, кабелем ВВГ, проводом ВВГ в поліетиленових трубах.

Обслуговування світильників на висоті більше 5 м виконується за допомогою телескопічної вишки. Як аварійне джерело світла використовують переносний акумуляторний ліхтар.

4.6 Опалення та вентиляція майстерні

Щоб запобігти допаданню холодного повітря в ремонтну майстерню взимку при відкриванні входних воріт використовуємо припливну систему, яка обладнана перегородкою. Розміри її складають 600х1000 мм.

Схемою автоматизації передбачено:

- перед запуском припливного вентилятора здійснюється прогрівання перегородки шляхом вмикання електронагрівачів. При можливості вмикання електронагрівачів за 30 хв до відкриття перегородки передбачається змішане з'єднання електронагрівачів;

- при запуску припливного вентилятора передбачено автоматичний 3 хв прогрів калорифера, після чого відкривається утеплена перегородка, вмикається система автоматичного регулювання і вмикаються електронагрівачі перегородки;

- підтримка заданої температури повітря в припливному повітропроводі виконується шляхом регулювання теплопродуктивності калорифера регулюючим клапаном на трубопроводі зворотного теплоносія;

- у випадку аварійного припинення подачі теплоносія, при температурі повітря перед калорифером, яка нижче нуля, зупиняється припливний вентилятор, автоматично закривається утеплена перегородка і на щит автоматизації надходить сигнал про аварійне відключення системи.

- схемою автоматизації передбачено також захист калорифера від замерзання при непрацюючій припливній системі.

Системи повітряного опалення можуть бути, централізованими, коли повітрянагрівальні пристрої подають нагріте повітря в декілька приміщень і децентралізованим з подачею повітря місцевим опалювально-вентиляційними агрегатами.

Теплова потужність повітрянагрівальної апаратури (Φ) залежить від повітря, яке подається в приміщення для змішаної системи.

$$\Phi = c \cdot (Q_{mp} \cdot (t_n - t_e) + Q_{ин} \cdot (t_n - t_e)), \quad (4.28)$$

де c — питома ізобарна теплоємність повітря, приймається $c = 1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$;
 Q_{TR}, Q_{TH} - відповідно масові витрати циркуляційного і внутрішнього повітря, $\text{кг}/^\circ\text{C} \cdot \text{год}$;

t_n, t_e - температури, відповідно зовнішнього і внутрішнього повітря, $^\circ\text{C}$.

Виходячи із значення теплової характеристики виробничого приміщення ремонтної майстерні (питома тепла характеристика $q_{om} = 0,7 \dots 0,6 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$), приймається $q_{om} = 0,6 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$.

□

Н

Для даної теплової характеристики визначаємо об'єм необхідного повітря для нагрівання в тепловій перегородці:

$$V = \frac{P_{де}}{q_{от} \cdot (T_{max} - T_{min})}, \quad (4.29)$$

де $P_{де}$ - потужність електродвигуна, кВт;

НУ

T_{max} - температура в зоні теплової перегородки, °С;

T_{min} - мінімальна температура, °С.

ІНІ

$$V = \frac{1,8}{0,6 \cdot 30} = 0,1 м^3.$$

Н

Таким чином, тепла потужність повітрянагрівальної установки складає:

$$\Phi = 1 \cdot (48 \cdot (50 - 20) + 38 \cdot (50 - 30)) = 4480 \text{ Вт.}$$

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

5 РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ АСИНХРОННИХ ДВИГУНІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ВНУТРІШНЬОЇ ЄМНІСНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

5.1 Компенсація реактивної потужності асинхронних електродвигунів як

один із заходів енергозбереження

Найпоширенішим споживачем електричної енергії в сільськогосподарському виробництві є електропривод, на частку якого припадає більше половини електричної енергії, що використовується на виробничі потреби. Основними елементами електроприводів робочих машин є асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, яких на сьогоднішній день в сільському господарстві України експлуатується понад 4 млн. шт. Характерним є те, що в сільському господарстві переважають асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором номінальною потужністю до 10 кВт. За кількістю вони складають понад 97%, а за сумарною встановленою потужністю близько 90%. За галузями сільського господарства асинхронні двигуни розподілені так, %: тваринництво - 40; рослинництво - 20; переробні та інші підприємства - 40.

Широке їх розповсюдження в сільськогосподарському виробництві зумовлюється простотою конструкції, високою надійністю (при дотриманні правил експлуатації), невеликою вартістю. Незважаючи на те, що асинхронні двигуни мають ряд недоліків (великий струм намагнічування, великий пусковий струм при малому пусковому моменті, невелика робоча зона механічної характеристики), вони були і залишаються основою електропривода робочих машин і механізмів як у промисловості, так і в сільському господарстві.

За принципом дії асинхронний двигун – споживач двох видів енергії: активної, яка перетворюється в механічну на валу двигуна та у теплові втрати, і реактивної, необхідної для створення обертового магнітного поля. При цьому

реактивна енергія не перетворюється в інші види, проте обмін нею з джерелом живлення завантажує обмотку статора двигуна, мережу живлення та джерело електричної енергії реактивним струмом, що призводить до збільшення загального струму двигуна і додаткових втрат активної енергії в усіх елементах електричної системи.

Значне споживання реактивної потужності асинхронними двигунами обумовлене наявністю повітряного зазору між статором і ротором, який має великий магнітний опір. Так, при холостому ході асинхронний двигун споживає з мережі реактивний струм намагнічування, який складає 20-40% від

номінального для потужних двигунів та 60-80% для двигунів невеликої потужності. Коефіцієнт потужності асинхронного двигуна при холостому ході становить 0,15-0,3, а у режимі номінального навантаження – 0,7-0,9. Великий реактивний струм двигун споживає і в процесі пуску. Реактивний струм – основна причина втрат електричної енергії, які в мережі живлення становлять 10-12%, а у самому двигуні 10-30% від споживаної енергії.

Для зменшення втрат електроенергії у мережі живлення пропонуються різні способи, одним з яких є компенсація реактивної потужності. У звичайному випадку паралельно споживачеві чи групі споживачів вмикають батарею конденсаторів, яка частково або повністю звільняє мережу від передачі реактивної потужності, але не впливає на енергетичні характеристики самого споживача.

Зменшити втрати активної енергії одночасно у мережі живлення і в асинхронному двигуні та покращити його енергетичні характеристики можна за рахунок використання так званої внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності двигуна [6, 7].

При цьому фазна обмотка статора поділяється на дві рівні послідовно з'єднані частини, одна з яких шунтується конденсатором (рис. 5.1). У такому випадку обидві напівобмотки, як і в некомпенсованому двигуні, споживають реактивну потужність, але одна з них одержує її як і раніше з мережі, а інша – від шунтуючого конденсатора, внаслідок чого знижується струм, який двигун споживає з мережі.

Мінімум споживаного двигуном струму забезпечується при повній компенсації реактивної потужності напівобмотки, зашунтованої конденсатором (рис. 5.2, а), що при номінальній навантаженні двигуна знижує споживання ним реактивної потужності і зменшує кут зсуву фаз між напругою мережі і струмом практично у 2 рази. За умови сталості номінальної активної потужності на валу і активної складової струму $I_n \cos \varphi_n$ струм, споживаний двигуном з мережі при внутрішній ємнісній компенсації, дорівнює:

$$I_{1n} = I_n \frac{\cos \varphi_n}{\cos \frac{\varphi_n}{2}}$$

де I_n , $\cos \varphi_n$ – відповідно номінальний струм і коефіцієнт потужності базового некомпенсованого двигуна, $\frac{\varphi_n}{2}$ – кут зсуву фаз між напругою мережі і споживаним струмом двигуна із внутрішньою ємнісною компенсацією.

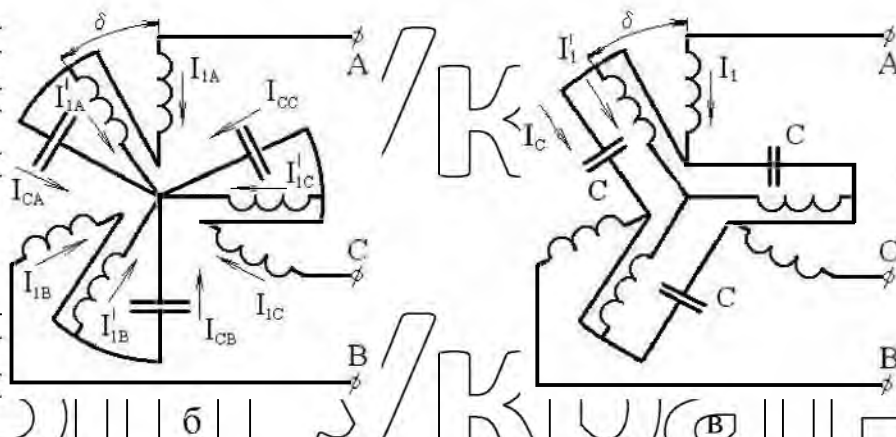
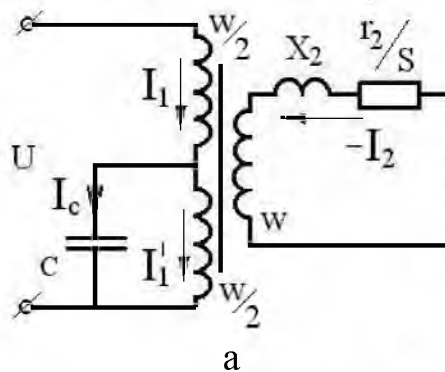


Рис. 5.1 – Принципові електричні схеми асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією реактивної потужності для фази статора і ротора (а), у трифазному варіанті обмотки статора (б, в). Конденсатори включені за схемою Y (б) або Δ (в)

Струм напівобмотки, що шунтується ємністю, зростає до величини $I_n = \frac{I_n}{\cos \frac{\varphi_n}{2}}$. У цілому відбувається зниження втрат потужності у фазі обмотки статора двигуна на 10–15%.

При цьому величина ємності на фазу при з'єднанні конденсаторів за схемою

у дорівнює: $C_Y = \frac{2 \cdot 10^6 I_n \sin \varphi_n}{\omega U_n^2}$ мкФ, а при з'єднанні Δ - $C_\Delta = \frac{C_Y}{3}$

Наприклад, двигун АИР 71В2 з номінальними даними $P_n = 1,1$ кВт, $\cos \varphi_n = 0,8$, $\eta_n = 0,795$, $U_n = 220$ В, $I_n = 2,6$ А при шунтуванні однієї з напівобмоток фази ємністю $C_\Delta = 15$ мкФ споживає з мережі струм $I_1 = 2,2$ А, а струм

запунтованої обмотки становить $I'_1 = 2,75$ А. За рахунок внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності коефіцієнт потужності двигуна зростає і становить: $\cos' \varphi_n = \cos \frac{\varphi_n}{2} = 0,95$, втрати потужності в обмотці статора

знижуються на 10%, а в мережі живлення - на 30%.

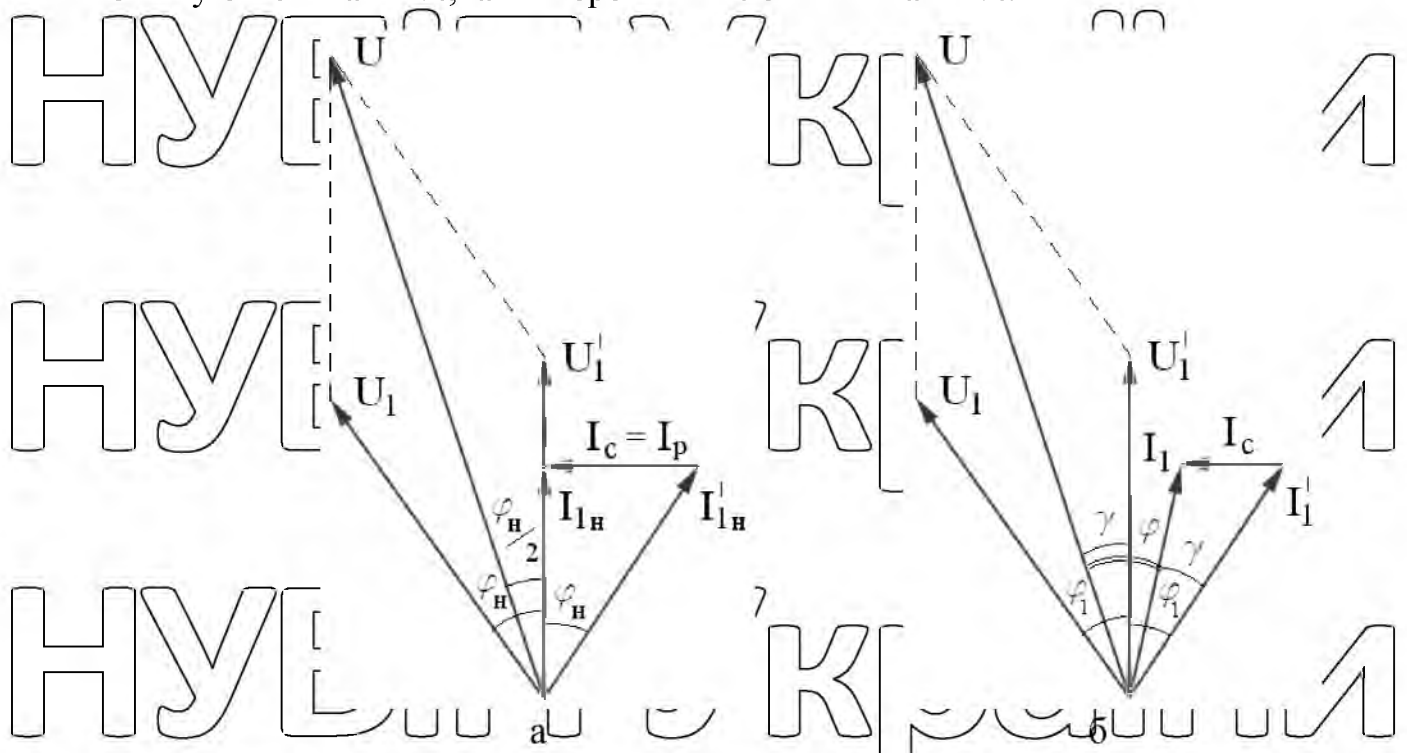


Рис. 5.2 – Спрощені векторні діаграми фази обмотки статора при номінальному навантаженні двигуна і повній компенсації реактивної потужності напівобмотки (а) та при частковій компенсації реактивної потужності напівобмотки (б)

Реально мінімум втрат потужності в обмотці статора має місце при

недокомпенсації реактивних потужності і струму I_p (порядку до $I_c \approx 0,8I_p$) (рис. 2.2, б) зашунтованої ємністю напівобмотки з використанням конденсаторів $C_{\Delta} \approx 8-10$ мкФ на 1кВт номінальної потужності двигуна. При вмиканні конденсаторів за схемою Δ (рис. 1,в) їх робоча напруга становить 0,5 від лінійної напруги мережі живлення двигуна, що суттєво зменшує їх вартість.

Найбільш ефективна внутрішня ємнісна компенсація для двигунів малої потужності (до 10 – 12 кВт) з доволі малим $\cos\varphi_n$, широко розповсюджених у сільському господарстві. Внутрішня ємнісна компенсація робить такі двигуни більш ефективними, енергозберігаючими.

Так, пусковий струм двигуна зменшується на 10–12%, струм холостого ходу – на 30–40%, номінальний струм – на 10–15%. Номінальний ККД двигуна зростає на 2–3%, а при недовантаженні - на 5–6%.

Проте шунтування однієї з напівобмоток статора ємністю призводить до зсуву фаз γ між струмами I_1 та I'_1 напівобмоток (рис. 2,б), в результаті чого на кут γ просторово зміщуються між собою обертові хвилі МРС напівобмоток, хоча осі самих напівобмоток збігаються. Для створення необхідного магнітного потоку це потребує деякого збільшення струму намагнічування, а отже, і струму шунтованої напівобмотки, що призводить до перерозподілу напруг напівобмоток. Для підвищення ступеня ефективності внутрішньої ємнісної компенсації необхідно на такий же кут $\delta = -\gamma$ зсунути між собою у просторі і напівобмотки, що при $\delta + \gamma = 0$ дає суміщення осей хвиль МРС, забезпечує мінімум струму намагнічування і струму зашунтованої ємністю напівобмотки, який не повинен перевищувати номінальний струм машини. Наприклад, при $\delta = 30^\circ$, $\gamma = -30^\circ$ система стає практично шестифазною, 12-зонною з додатковими перевагами її порівняно з трифазною системою [4, 5]. Оптимальне значення $\delta = 30^\circ$ створюється поділом фазної зони 60° трифазної розподіленої обмотки на дві рівні зони по 30° з кутом просторового зсуву їх осей на 30° (рис. 5.1, б, в) або відносного зміщення двох напівобмоток, що розташовані у верхній або нижній частині пазів. Фазовий зсув струмів I_1 та I'_1 у робочому

режимі звичайно також приблизно дорівнює 30° при внутрішній ємнісній компенсації асинхронних двигунів потужністю до 10–12 кВт.

Струм I_1 зашунтованої ємністю напівобмотки завжди відстає від струму I_1 за фазою на кут γ , тоді як знак кута δ просторового зсуву осей напівобмоток залежить від напрямку обертання магнітного поля. Тому для реверсивного двигуна при одному напрямку його обертання $\delta - \gamma > 0$ і хвилі МРС напівобмоток зближуються, при іншому напрямку обертання сума $(\delta + \gamma)$ збільшується, хвилі МРС зміщуються одна відносно одної і внутрішня ємнісна компенсація стає менш ефективною. Відповідно для реверсивного двигуна рекомендується приймати напівобмотки з просторовим збіганням їх осей ($\delta = 0$), що забезпечує однаковий ефект від внутрішньої ємнісної компенсації при зміні напрямку обертання двигуна.

5.2 Рекомендації щодо модернізації обмотки статора асинхронних двигунів з використанням внутрішньої ємнісної компенсації

При проведенні капітального ремонту асинхронних електродвигунів є можливість здійснити модернізацію їх обмотки статора з метою підвищення техніко-економічних показників двигунів.

Модернізації підлягають двигуни серій АО2, 4А, АИІ та інші, у яких обмотка статора може бути розділена на дві рівні послідовно з'єднані частини з виводом на клемний щиток початків C_1, C_2, C_3 обмоток для підключення до мережі живлення та середніх точок C'_1, C'_2, C'_3 для підключення електричних конденсаторів. При цьому технологія виготовлення обмотки, її укладання в пази осердя статора максимально наближена до існуючої для обмоток базових двигунів, які підлягають ремонту. Весь технологічний процес ремонту обмоток статора при використанні внутрішньої ємнісної компенсації виконується відповідно до технічних вимог на капітальний ремонт базових серійних асинхронних двигунів [1,2]. Зберігаються основні обмоткові дані базового

двигуна (марка, діаметр провoda, кількість витків у котушці, кількість ефективних провідників у пазу).

Згідно з класифікацією, прийнятою у [3], обмотки статора базових машин серій 4A та AI поділяються на такі основні види:

01 – одношарова концентрична,

02 – одношарова “врозвалку”,

03 – двошарова петльова рівносекційна

Саме такі види обмоток рекомендуються для модернізації при використанні внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності. При проведенні ручних ремонтних робіт одно-двошарова обмотка з кількістю полюсів $2p = 4, 6, \dots$ зазвичай замінюється двошаровою 03 зі збереженням перерізу провoda, кількості витків в обмотці фази та еквівалентного кроку по пазах [3].

Будь-яку з цих обмоток завжди можна розділити на дві рівні частини з виділенням середніх точок обмоток фаз, до яких за схемою Δ приєднуються конденсатори внутрішньої ємнісної компенсації. Напівобмотки можуть бути розташовані під різнойменними полюсами або різними парами полюсів, під усіма полюсами при збіганні просторових осей напівобмоток або при зміщенні цих осей одна відносно іншої на прийнятий кут δ .

При збереженні схеми базової обмотки її напівфази можуть опинитися під різними полюсами (при $p = 1; 3; \dots$ – непарне число, рис. 5.3, а; 5.11, б; 5.12, б) або під різними парами полюсів (при $p = 2; 4; \dots$ – парне число, рис. 5.6, а; 5.7, а).

Шунтування ємністю однієї з напівобмоток змінює струми напівфаз за величиною та фазою, що може призвести до деякої просторової асиметрії хвиль МРС напівобмоток. Тому при використанні базової обмотки її необхідно розділити на дві рівні частини, які просторово збігаються і розташовані однаково під усіма полюсами. Для цього одношарову обмотку замінюють двошаровою зі зменшенням кількості витків котушки вдвічі. Одну з напівобмоток розташовують у нижній частині пазів, іншу – у верхній частині

тих самих пазів за тією ж схемою. Напівобмотки з'єднують між собою послідовно (рис. 5.3, в; 5.8, а; 5.11, а). При шунтуванні однієї з них конденсатором струми та МРС напівобмоток розходяться по фазі на кут γ (зазвичай не більше 30°), що незначною мірою впливає на ефективність внутрішньої ємнісної компенсації, яка у такому випадку не залежить від напрямку обертання двигуна. Тому схеми обмоток з просторовим збіганням осей напівобмоток рекомендуються для реверсивних двигунів.

Для нереверсивних двигунів більший ефект від внутрішньої ємнісної компенсації забезпечують схеми обмоток, у яких обидві напівобмотки розташовані під усма полюсами і просторово зміщені одна відносно іншої на кут $\delta = 30^\circ$. Для цього в обмотках з парним q ($q = \frac{Z_1}{2p}$ = парне число / число пазів на полюс і фазу) шестидесятиградусна фазна зона розділяється на дві рівні частини. Напівобмотки з'єднуються послідовно, одна з них шунтується

конденсатором (рис. 5.3, б, г; 5.5, б; 5.12, а). За випереджаючого відносно напрямку обертання двигуна кута просторового зсуву осей напівобмоток β та відстаючого за часом кута між векторами струмів зашунтованої і незашунтованої напівобмоток γ в процесі роботи двигуна $(\delta - \gamma)$ прямує до нуля, що призводить до збігання хвиль МРС напівобмоток і, відповідно, зменшення струму намагнічування.

Для обмоток з непарним q , наприклад, при $2p = 4$, $Z_1 = 36$; $2p = 6$, $Z_1 = 54$ та інших $q = 3$, кут зсуву пазових ЕРС дорівнює: $\alpha = \frac{p \cdot 360^\circ}{Z_1} = 20^\circ$. У такому

разі неможливо розділити фазну зону на дві рівні частини. При цьому, як і для реверсивних двигунів, рекомендується напівобмотки виконувати у нижній та верхній частинах паза, але зі зміщенням їх на кут $\delta = k\alpha$ при $k = 1, 2$. Для двигунів потужністю до 10 – 12 кВт приймають $k = 2$ та $\delta = 40^\circ$, для двигунів більшої потужності $k = 1$ і $\delta = 20^\circ$ (рис. 5.7, б; 5.8 б; 5.12, б, в).

5.3 Обмоткові дані та електричні схеми обмоток асинхронних двигунів з внутрішньою ємнісною компенсацією

У табл. 5.1 наведені основні номінальні і обмоткові дані асинхронних двигунів серій 4А та АІР потужністю до 11 кВт з частотами обертання 3000 об/хв, 1500 об/хв, 1000 об/хв ($2p = 2; 4; 6$), з посиланням на електричні схеми модернізованих обмоток з використанням внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності.

Наведені в переліку двигуни найбільш широко застосовуються у сільському господарстві. У разі необхідності модернізації інших серій двигунів або двигунів іншої потужності з іншою кількістю пазів осердя статора розрахунок обмоткових даних та створення електричної схеми модернізованої обмотки виконуються за наведеними вище принципами. Дані принципи відображені також на рис. 5.3, 5.6, 5.7, 5.8, 5.11, 5.12, на яких представлені можливості виконання різних схем однієї з фаз трифазних обмоток двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією за будь-якої кількості пазів осердя статора зі з'єднанням конденсаторів на напругу напівфази, тобто на напругу однієї з напівобмоток. На рис. 2.4, 2.5, 2.9, 2.10, 2.13, 2.14 наведені повні розгорнуті схеми відповідних обмоток при конкретній кількості пазів Z_1 , або з метою досягнення більшої наочності лише фрагменти обмотки однієї з фаз зі схемою з'єднання конденсаторів у Δ на половині лінійної напруги мережі живлення.

Умовні позначення до табл. 2.1:

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

I_n – номінальний струм, А;

$\cos \varphi_n$ – номінальний коефіцієнт потужності;

Z_1 – кількість пазів статора;

y – крок по пазах, наприклад, 1 – 12, 2 – 11 – для концентричної обмотки "врозвалку"; 1 – 13 або (1 – 15) – для двошарової обмотки, 1 – 10 (2¹ – 11¹) – верхній і нижній шари;

Таблиця 5.1 Основні номінальні та обмоткові дані електродвигунів/серій 4А, АІР потужністю до 30 кВт, напругою 220/380 В, γ , частотою 50 Гц з внутрішньою ємнісною компенсацією

Тип двигуна	Базовий електродвигун										Схема внутрішньої компенсації реактивної потужності			Після компенсації	
	P_n кВт	I_n А	$\cos\varphi_n$	Z_v	Вид обмот- ки	y	S_n	n/a	d мм	Ревер- сивний двигун	Нереверсивний двигун		С МК Ф	I'_n А	$\cos'\varphi_n$
										Рис.№	Рис.№	y			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$2p=2, n=3000 \text{ об/хв}$															
4A71A2	0,75	1,7	0,87	24	02	1-12 2-11	89	1/1	0,53	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	8	1,53	0,925
4A71B2	1,1	2,5	0,87	24	02	1-12 2-11	73	1/1	0,59	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	10	2,25	0,925
4A80A2	1,5	3,3	0,85	24	02	1-12 2-11	61	1/1	0,80	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	16	2,9	0,92
4A80B2	2,2	4,6	0,87	24	02	1-12 2-11	48	1/1	0,93	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	20	4,2	0,925
4A90L2	3,0	6,1	0,88	24	02	1-12 2-11	44	1/1	1,08	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	24	5,5	0,93
4A100S2	4,0	7,9	0,89	24	02	1-12 2-11	38	2/1	0,96	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	30	7,15	0,93
4A100L2	5,5	10,5	0,91	24	02	1-12 2-11	30	2/1	1,08	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	40	9,8	0,93
4A112M2	7,5	15,0	0,88	24	02	1-12 2-11	26	2/1	1,25	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	60	13,6	0,92
4A132M2	11,0	21,0	0,90	24	02	1-12 2-11	21	3/1	1,20	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	80	19,4	0,93

НУБІП України

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
АИР71А2	0,75	1,75	0,83	24	02	1-12 2-11	78	1/1	0,6	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	8	1,53	0,91
АИР71В2	1,1	2,5	0,83	24	02	1-12 2-11	66	1/1	0,63	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	10	2,18	0,91
АИР80А2	1,5	3,3	0,85	24	02	1-12 2-11	61	1/1	0,8	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	16	2,9	0,92
АИР80В2	2,2	4,6	0,87	24	02	1-12 2-11	50	1/1	0,9	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	20	4,15	0,93
АИР90L2	3,0	6,1	0,88	24	02	1-12 2-11	42	1/1	1,12	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	24	5,5	0,93
АИР100S2	4,0	7,9	0,88	24	02	1-12 2-11	37	2/1	1,0	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	30	7,2	0,93
АИР100L2	5,5	10,7	0,88	24	02	1-12 2-11	30	2/1	1,12	3а, 4а	3б, 4б	1-12 2-11	40	9,7	0,93
АИР112M2	7,5	15,0	0,88	36	02	1-18 2-17 3-16	18	2/1	1,25	3а, 4а	3б, 4б	1-19 2-18 20-36	60	13,6	0,93
АИР132M2	11,0	21,0	0,90	36	02	1-18 2-17 3-16	29	2/2	1,12	3В, 5а	3Г, 5б	1-19 2-18 20-36	80	19,4	0,93

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$2p=4, n=1500 \text{ об/хв}$															
4A71A4	0,55	1,7	0,70	24	01	1-8 2-7	13	1/1	0,53	6a,7a,9a	6б, 9б	1-7 2-8	10	1,3	0,88
4A71B4	0,75	2,2	0,73	24	01	1-8 2-7	95	1/1	0,57	6a,7a,9a	6б, 9б	1-7 2-8	12	1,7	0,89
4A80A4	1,1	2,8	0,81	36	01	1-12 2-11 3-10	60	0/1	0,67	6a, 9a,Б	6б, 7б,10a	1-12 2-11 3-10	14	2,4	0,91
4A80B4	1,5	3,6	0,83	36	01	1-12 2-11 3-10	49	1/1	0,74	6a, 9a,Б	6б, 7б,10a	1-12 2-11 3-10	16	3,15	0,91
4A90L4	2,2	4,9	0,83	36	01	1-12 2-11 3-10	40	1/1	0,9	6a, 9a,Б	6б, 7б,10a	1-12 2-11 3-10	20	4,27	0,91
4A100S4	3,0	6,7	0,83	36	01	1-12 2-11 3-10	35	1/1	1,12	6a, 9a,Б	6б, 7б,10a	1-12 2-11 3-10	30	5,85	0,91
4A100L4	4,0	8,7	0,84	36	01	1-12 2-11 3-10	28	0/1	1,30	6a, 9a,Б	6б, 7б,10a	1-12 2-11 3-10	40	7,7	0,91
4A112M4	5,5	12,6	0,85	36	01	1-12 2-11 3-10	25	1/1	1,40	6a, 9a,Б	6б, 7б,10a	1-12 2-11 3-10	50	11,1	0,92
4A132S4	7,5	15,1	0,86	36	01	1-12 2-11 3-10	22	2/1	1,25	6a, 9a,Б	6б, 7б,10a	1-12 2-11 3-10	60	13,4	0,92
4A132M4	11,0	22,0	0,87	36	01	1-12 2-11 3-10	32	2/2	1,04	8a, 10б	8б,10б	1-8	90	19,8	0,92

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

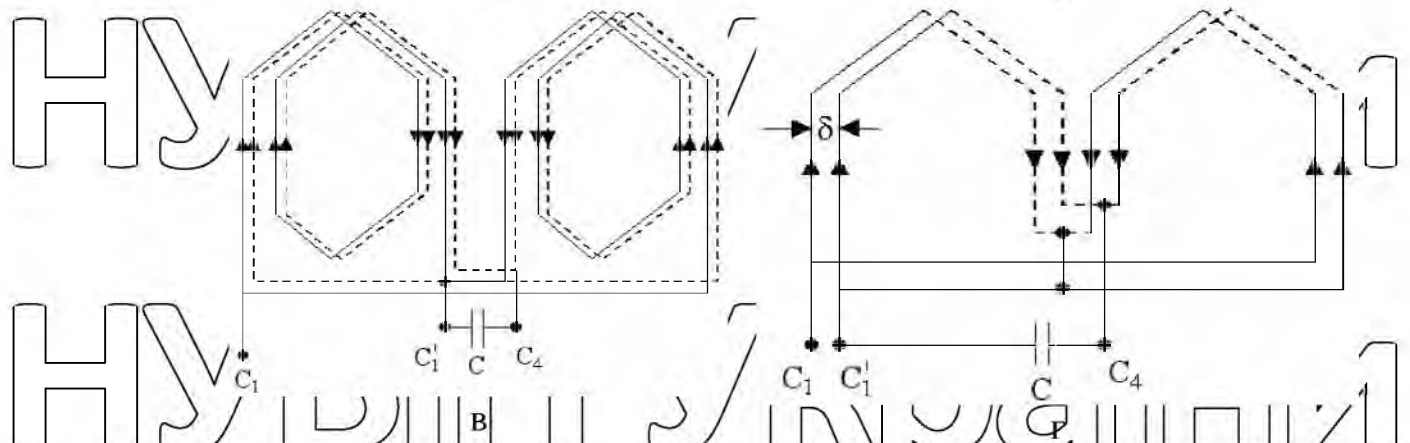
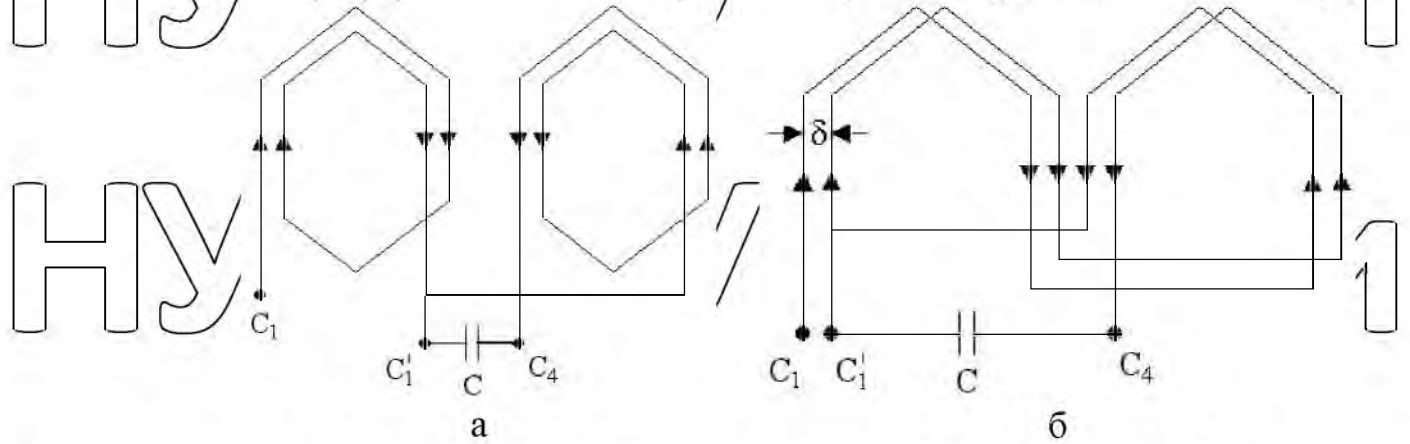


Рис. 5.3 – Принцип виконання фази обмотки статора трифазного асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p = 2$, $Z_1 = 24, 36$:

а, б – одношарова "врозвалку" послідовна обмотка при $\delta = 0$ (а) та $\delta = 30^\circ$ (б);

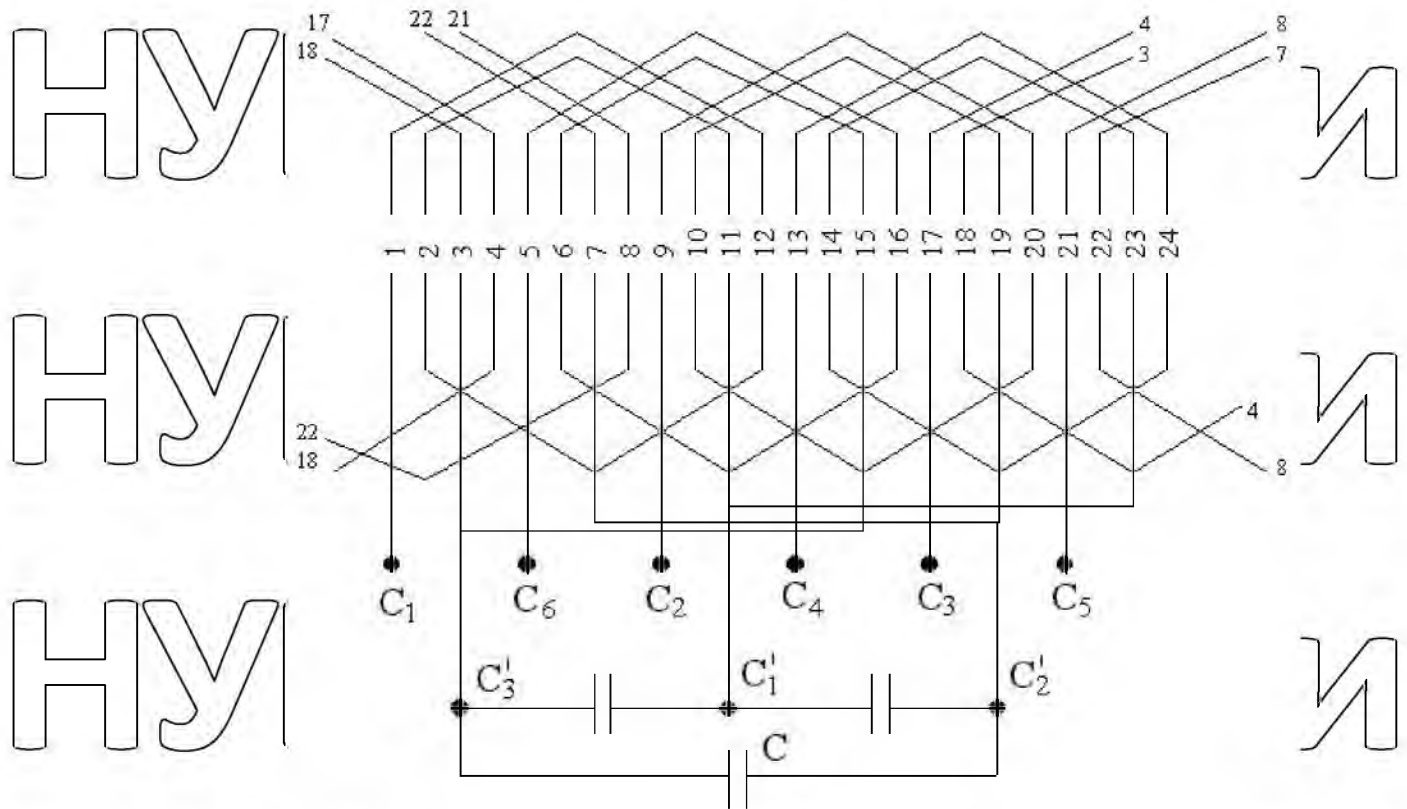
в, г – двошарова обмотка з двох послідовно-паралельних виток при $\delta = 0$ (в) та $\delta = 30^\circ$ (г);

— — — — — одношарова обмотка або верхній шар двошарової;

----- нижній шар двошарової обмотки

НУБІП України

НУБІП України



a

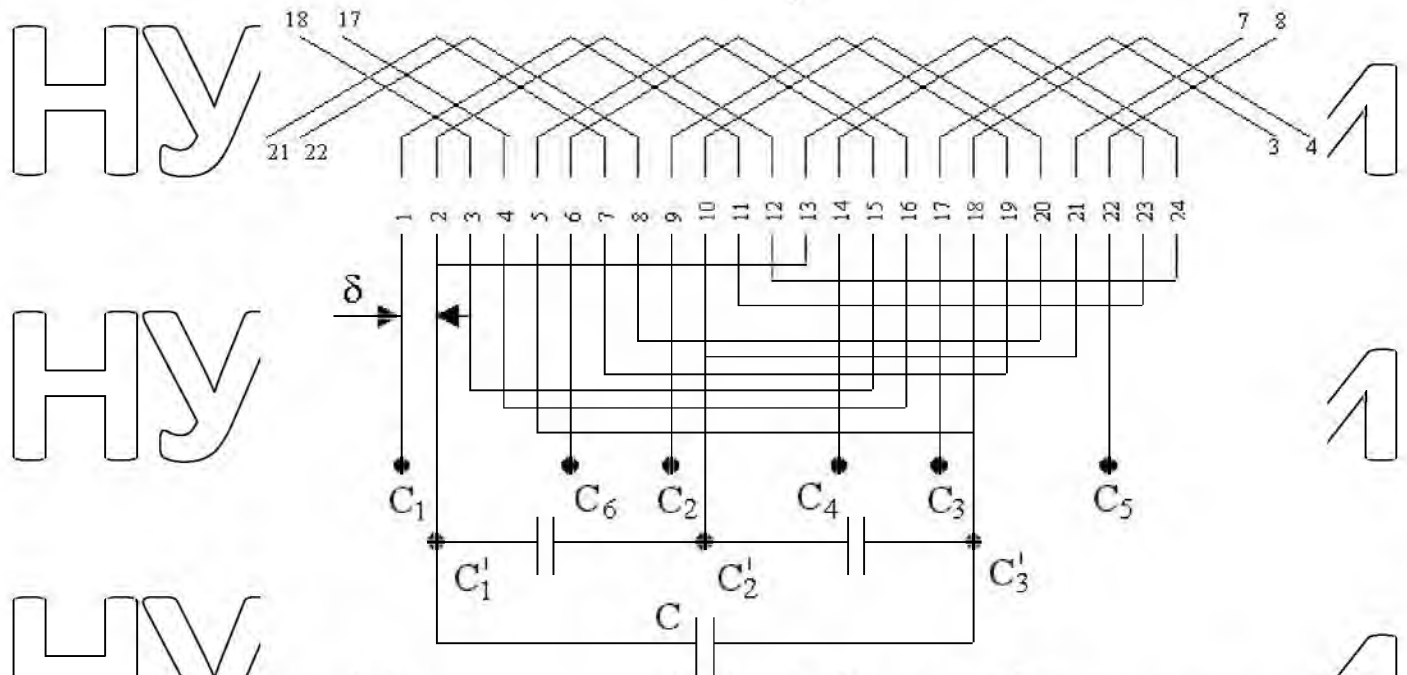
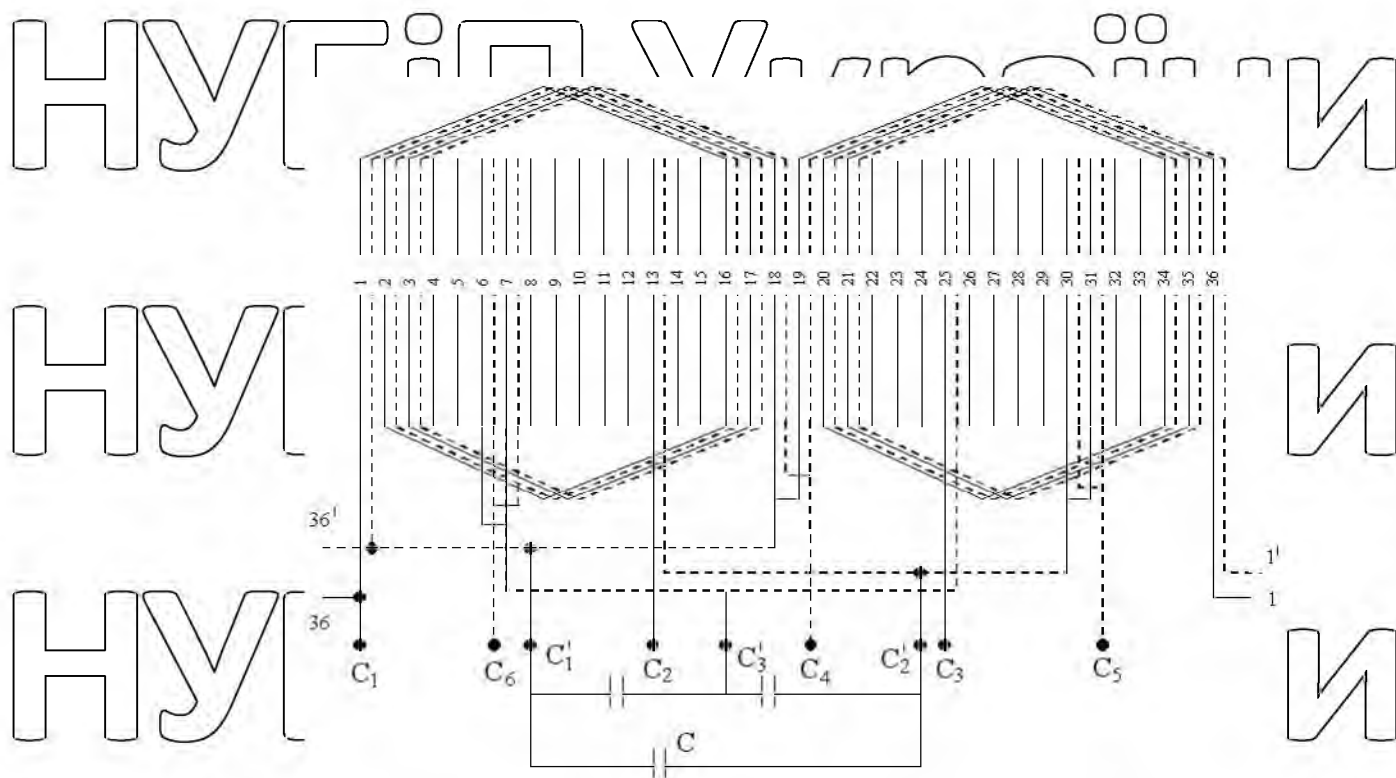


Рис. 5.4 – Розгорнуті схеми одношарових трифазних обмоток статора асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p=2$, $Z_1=24$:

a – концентрична, $y=1-12, 2-11, \delta=0$;

б – “врозвалку”, $y=1-11, 2-12, \delta=30^\circ$



а

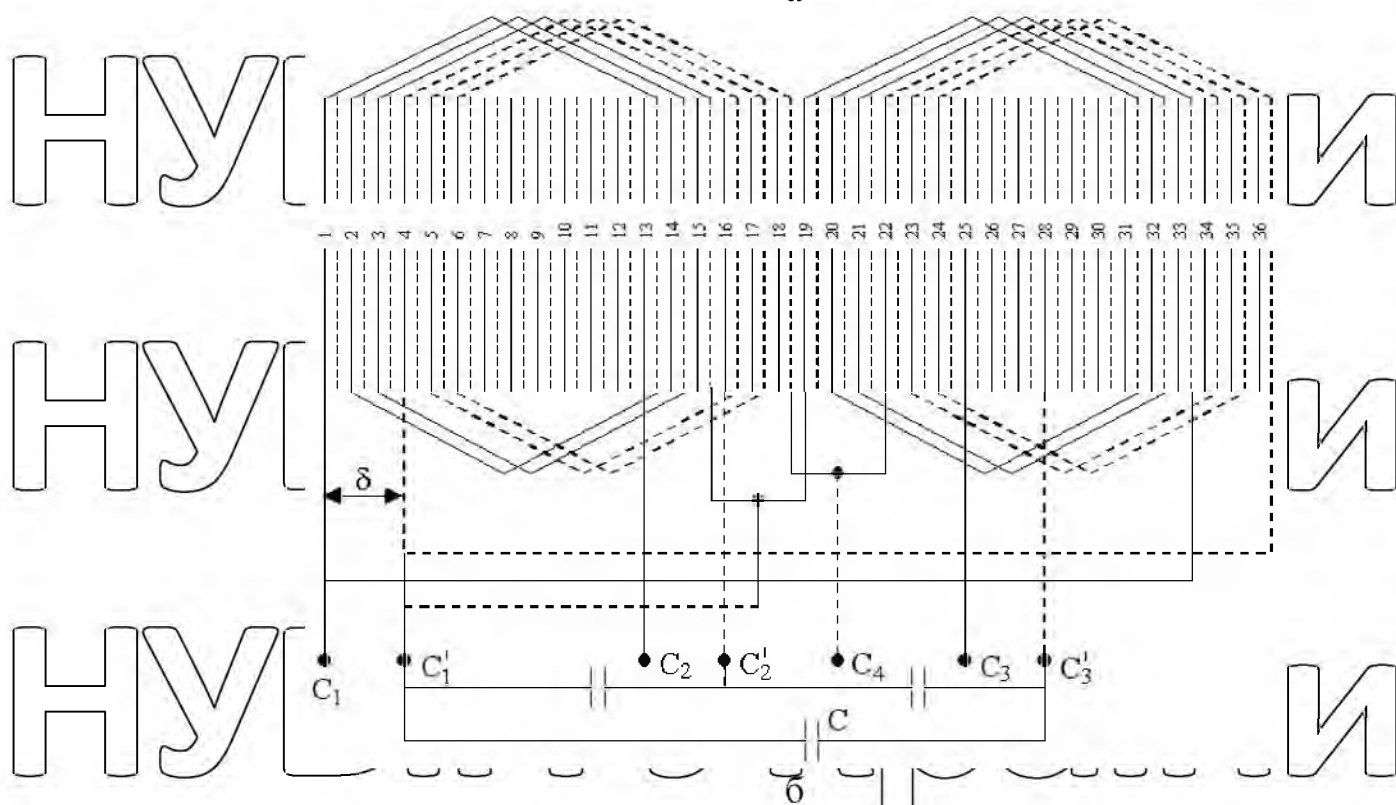


Рис. 5.5 – Фрагменти двохшарової обмотки однієї фази асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p = 2$, $Z_1 = 36$ та двох послідовно-паралельних шпівобмотках.

а – $y = 1-16$, $\delta = 0$;

б – $y = 1-13$, $\delta = 30^\circ$

НУБІП України

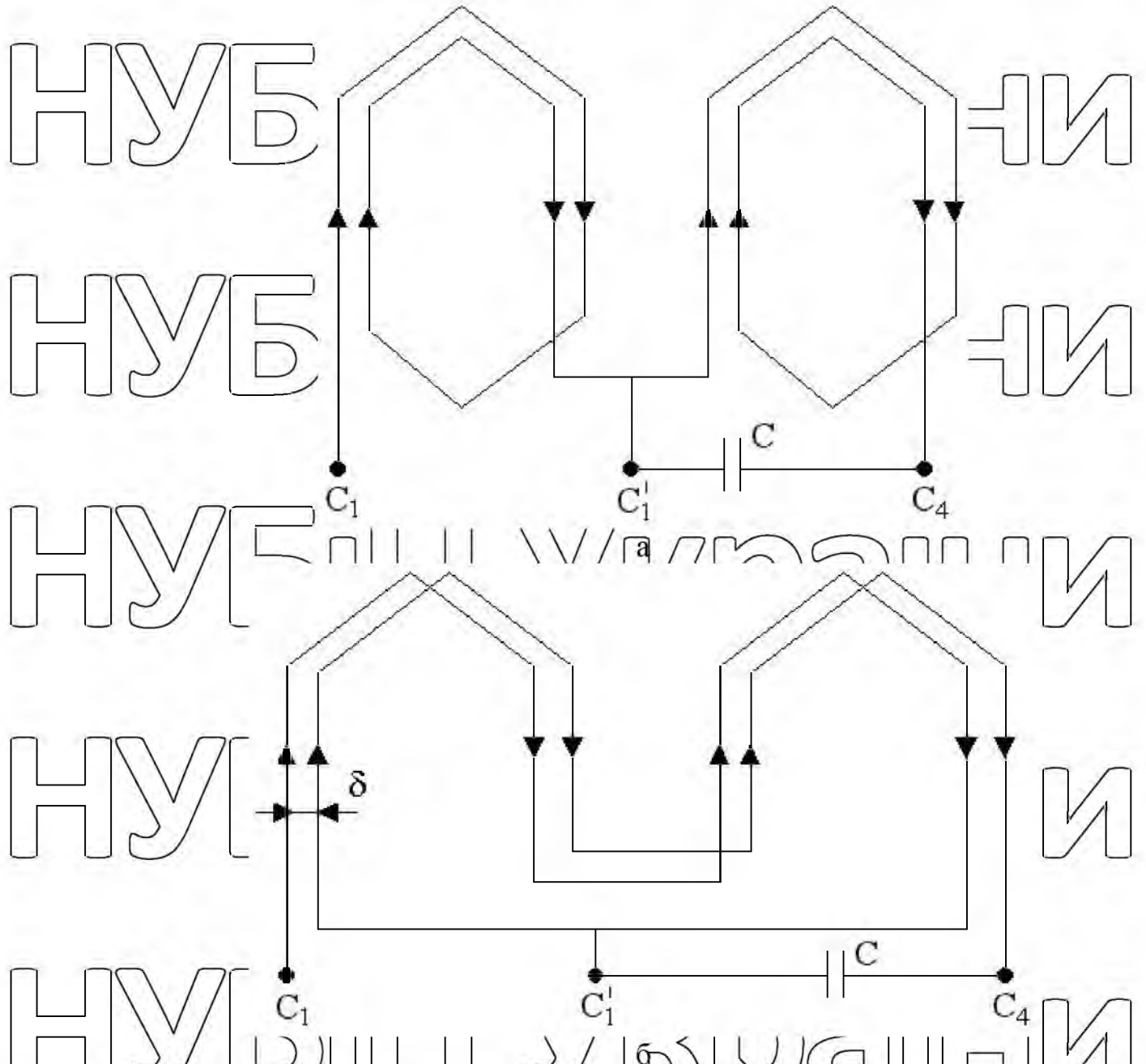


Рис. 5.6 – Принцип виконання фази обмотки статора трифазного асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією одношарової послідовної обмотки з $2p = 4$, $Z_1 = 24$ при $\delta = 0$ (а) і $\delta \neq 0$ (б)

НУБІП України

НУБІП України

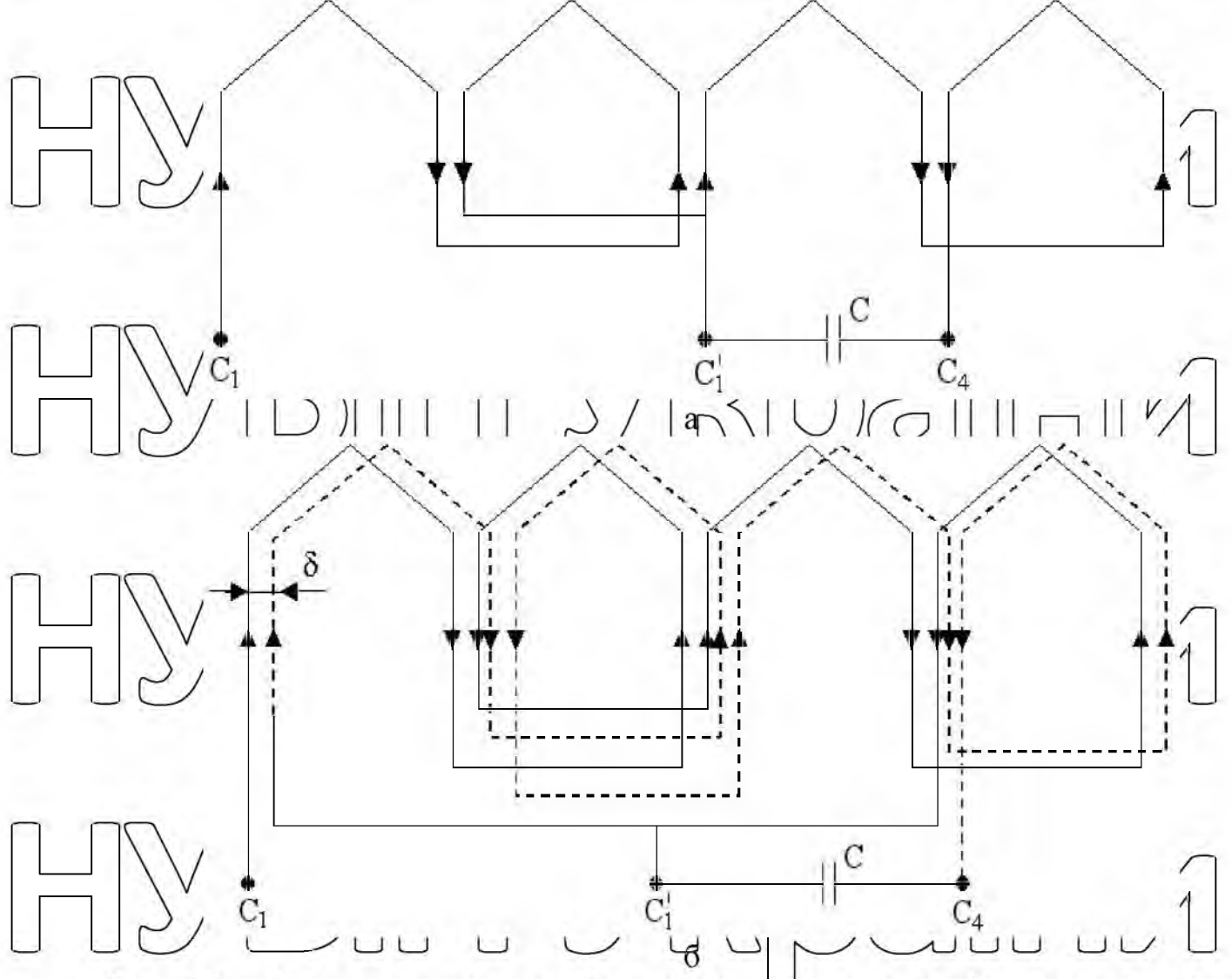


Рис. 5.7 – Принцип виконання фази обмотки статора трифазного асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p=4$, $Z_1=36$:

а - послідовна обмотка "врозвалку", одношарова при $\delta=0$;
 б - двошарова при $\delta \neq 0$

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

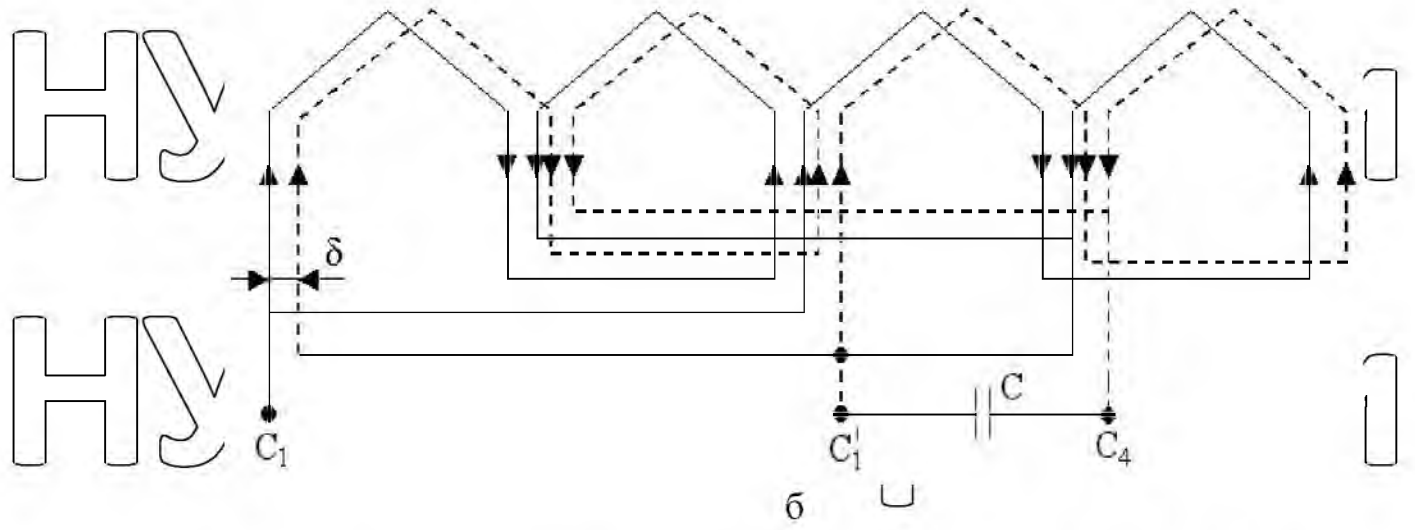
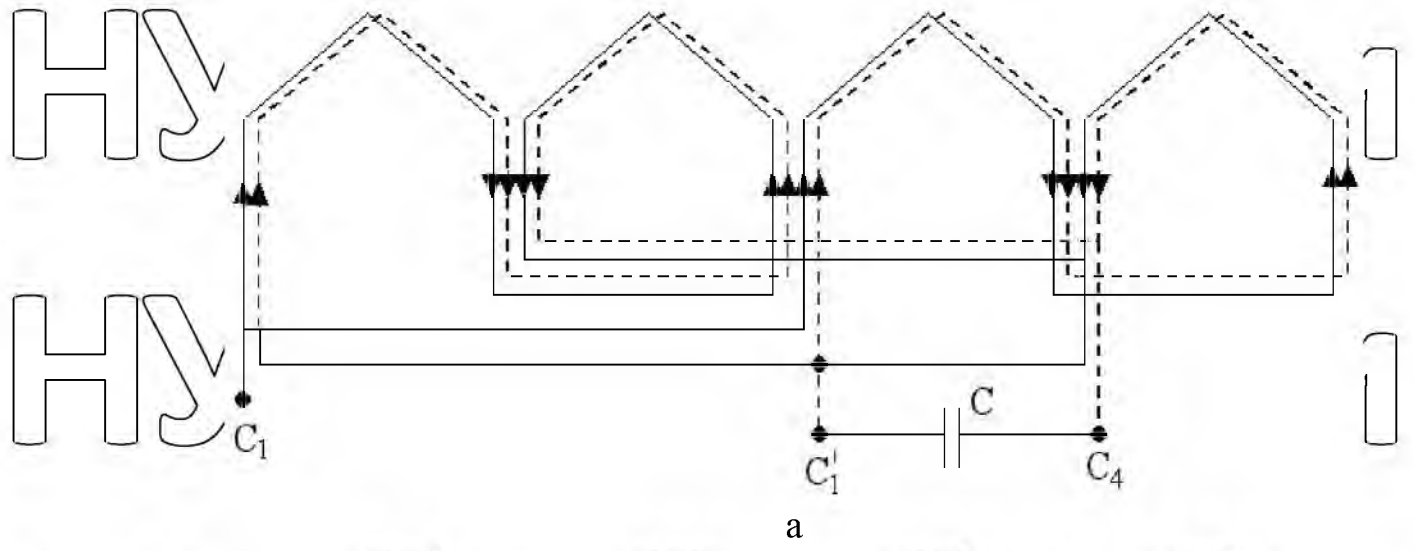
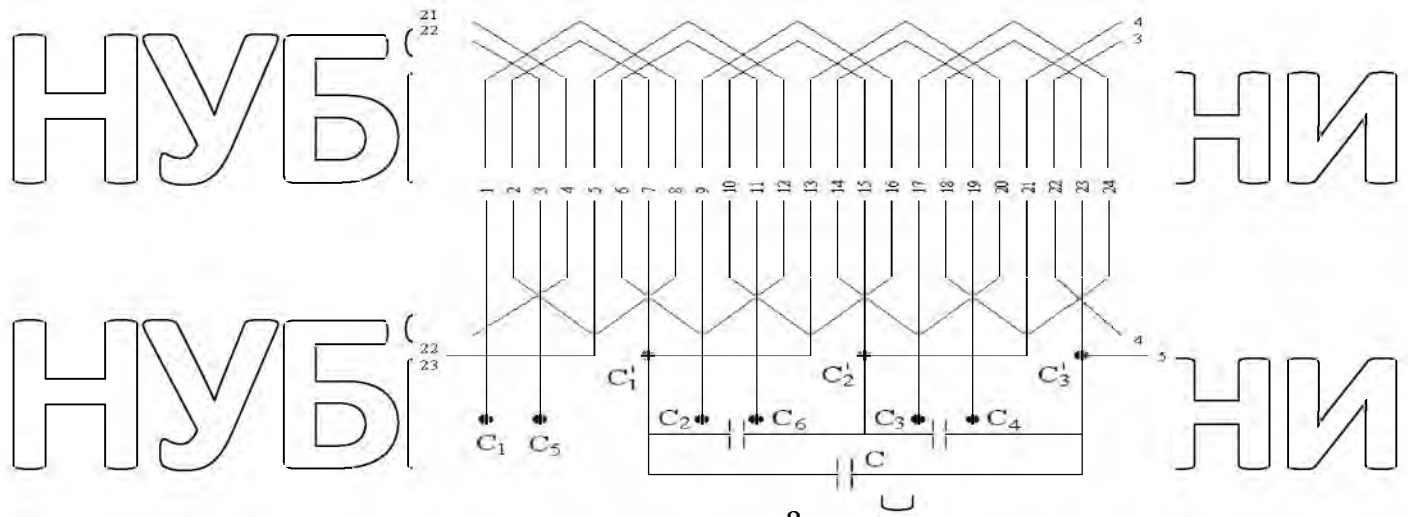


Рис. 5.8 – Принцип виконання фази обмотки статора трифазного асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p=4$, $Z_1=48$:

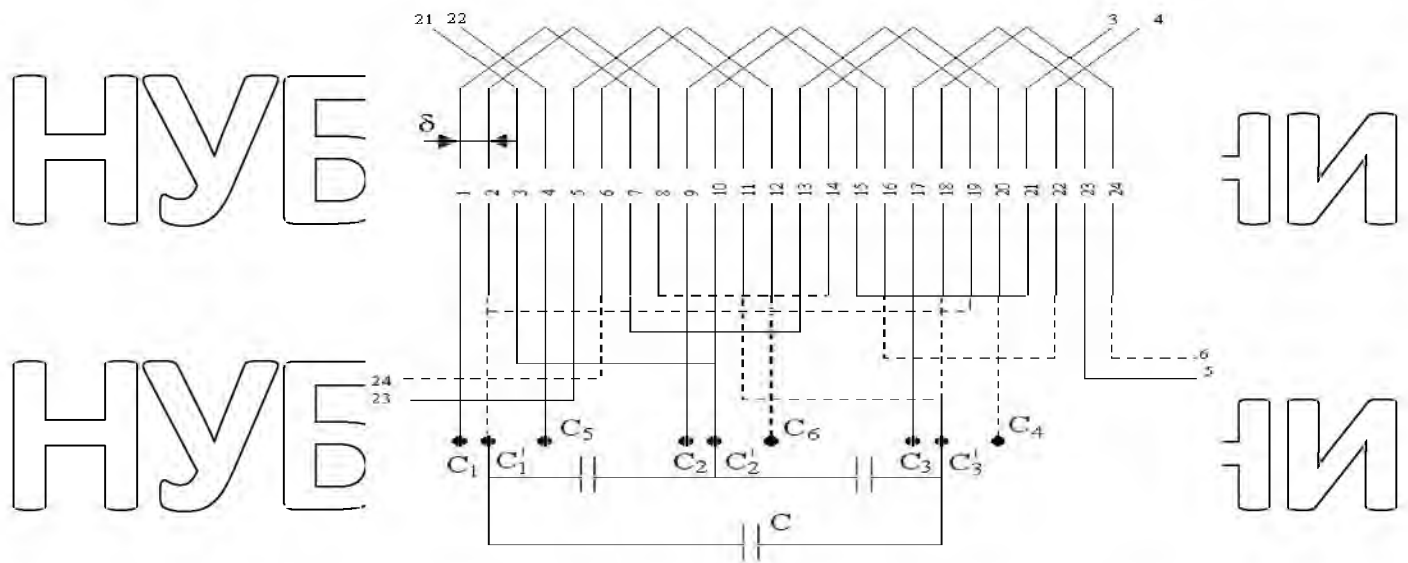
- а - двошарова обмотка з двох послідовно-паралельних віток при $\delta=0$;
- б - двошарова обмотка з двох послідовно-паралельних віток при $\delta \neq 0$

НУБІП України

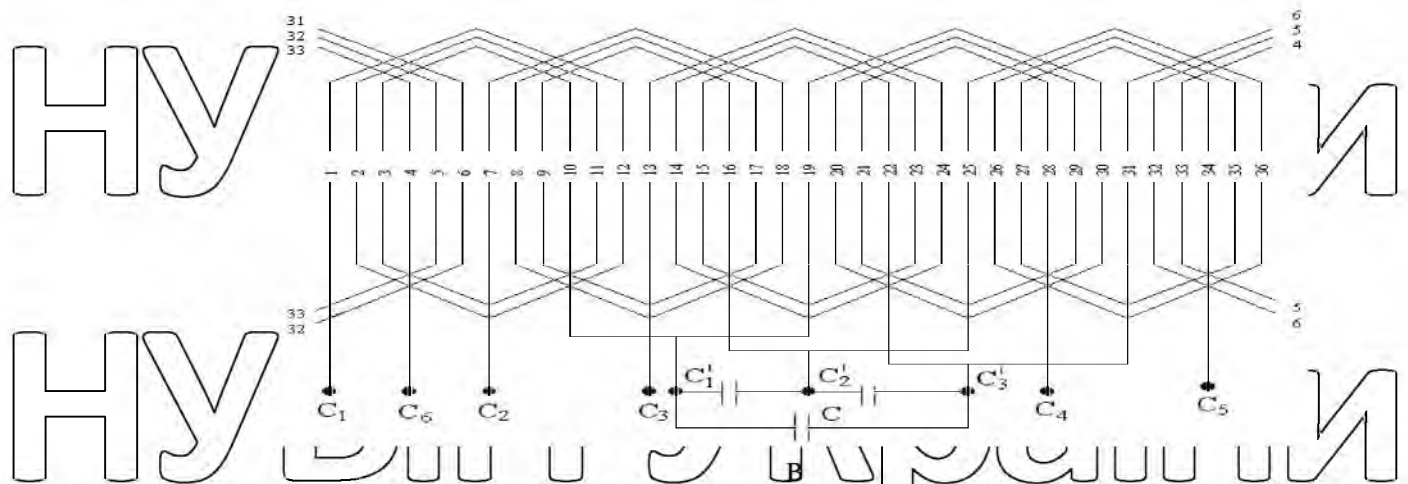
НУБІП України



а



б



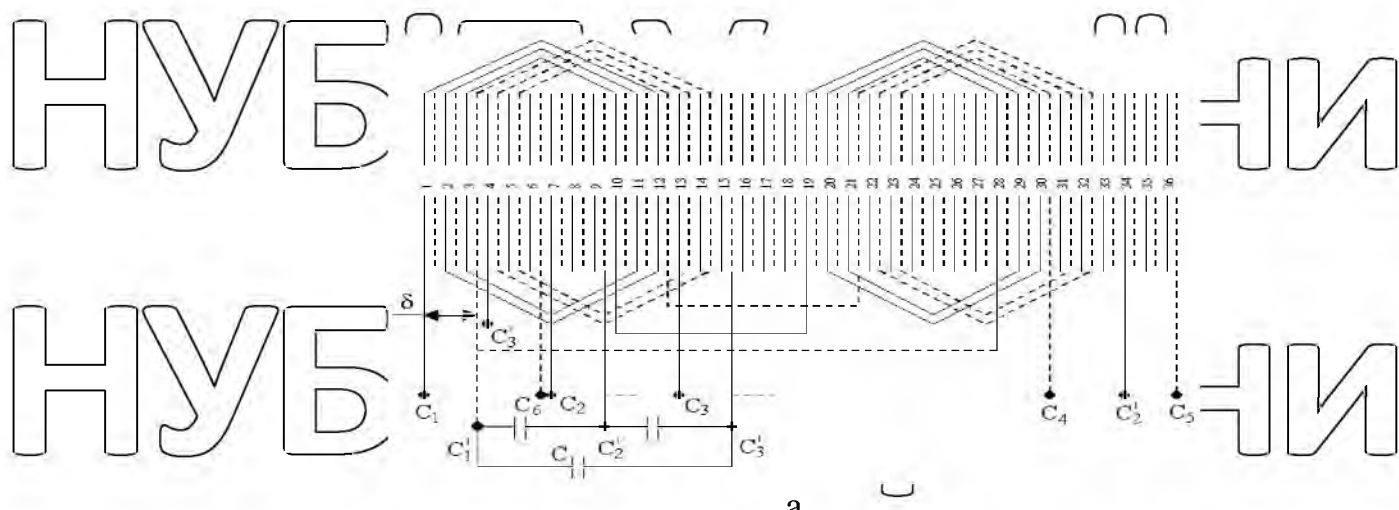
в

Рис. 5.9 – Розгорнуті схеми трифазних одношарових обмоток статора асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p = 4$:

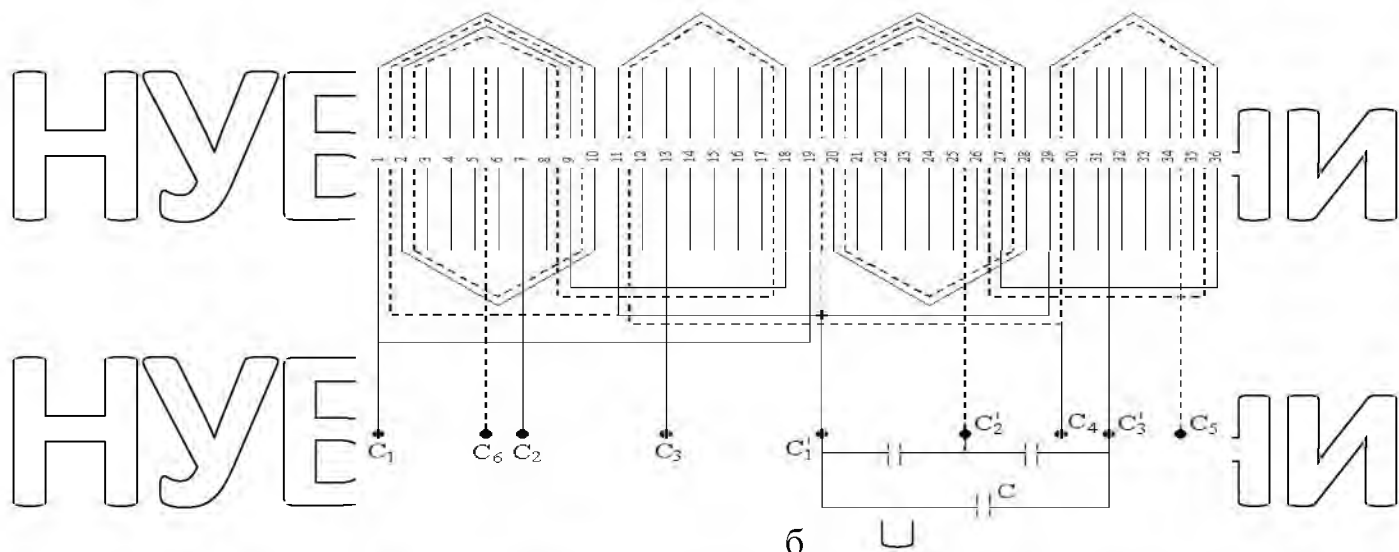
а, в – концентрична при $\delta = 0$;

б – “розвалка” при $\delta = 30^\circ$

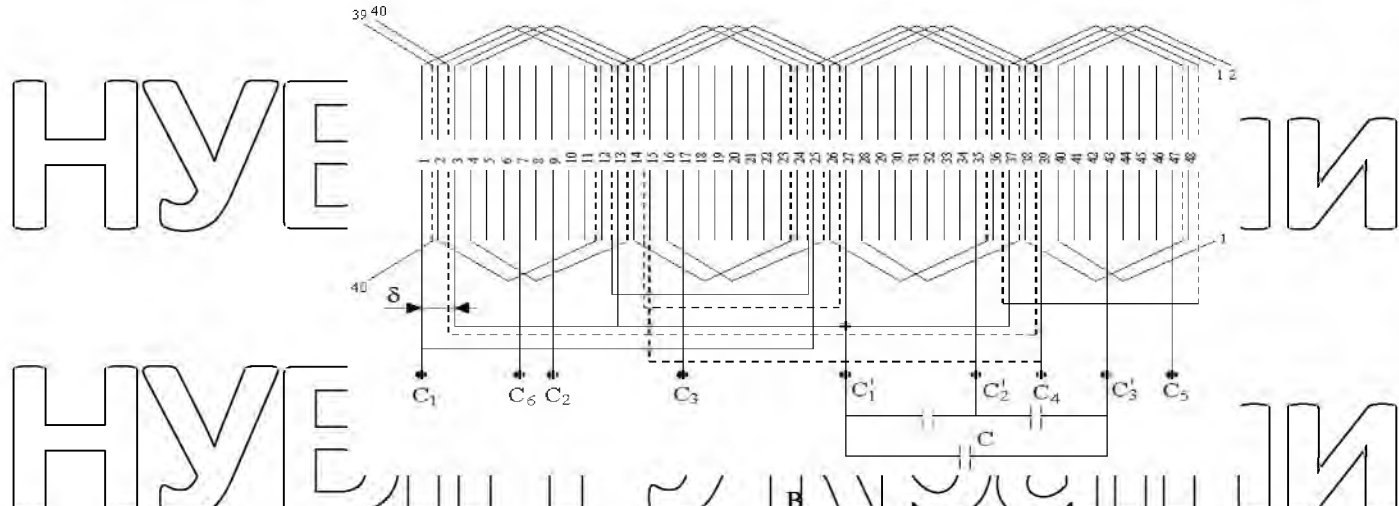
НУБІП УКРАЇНИ



а



б



в

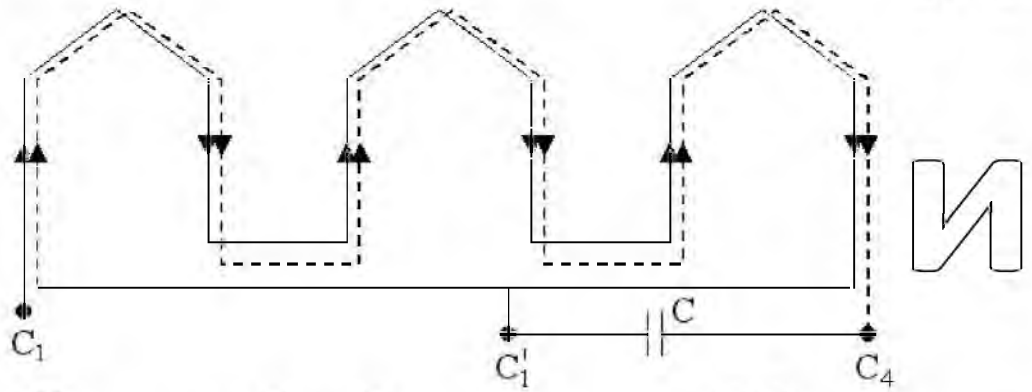
Рис. 5.10 – Фрагменти однієї фази двошарової обмотки статора асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p=4$: а – двошарова концентрична при $\delta \neq 0$;

б – двошарова обмотка з двох послідовно-паралельних віток при $\delta = 0$;

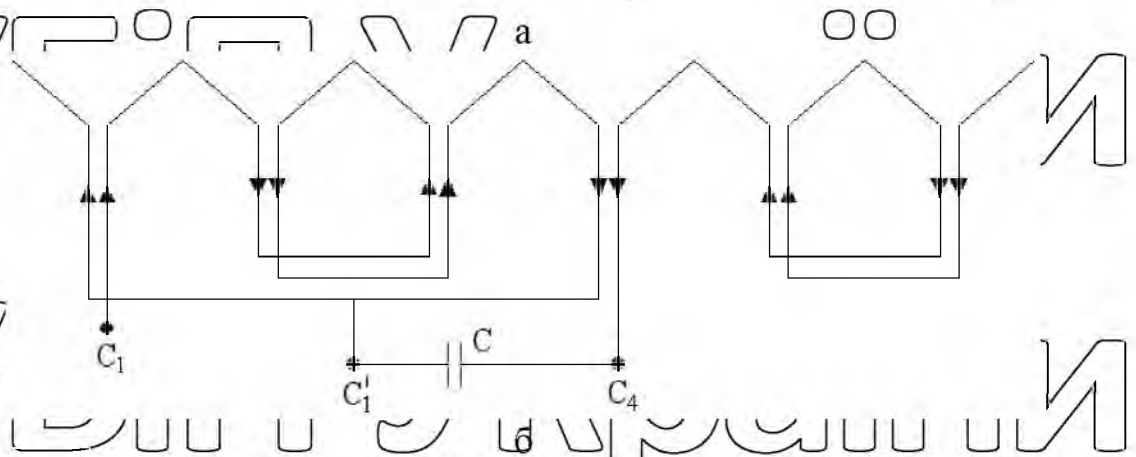
в – двошарова обмотка з двох послідовно-паралельних віток при $\delta \neq 0$;

НУБІП України

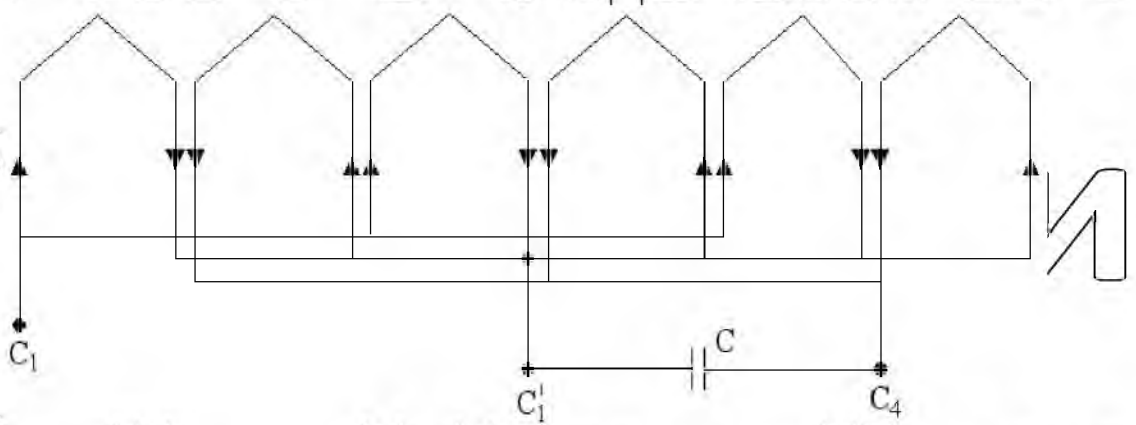
НУ



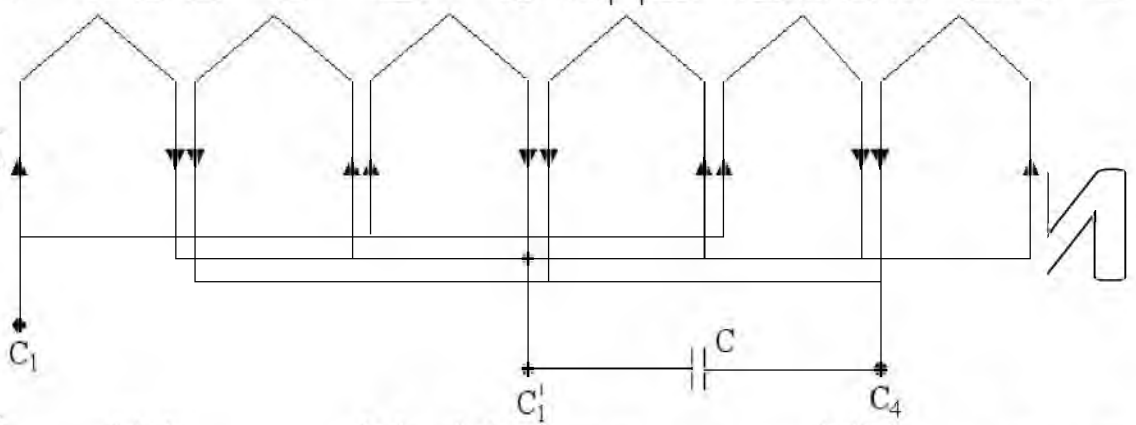
НУ



НУ



НУ



НУБІП України

Фиг. 3.11 – Принцип виконання фази обмотки статора трифазного асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p = 6$, $Z_1 = 36, 54, 72$ для реверсивних двигунів:

а – напівобмотки, виконані одна у нижньому, друга - у верхньому шарі пазів;

б – схема обмотки "врозвалку" з двох послідовних напівобмоток;

в – схема обмотки з двох послідовних напівобмоток по паралелі в кожній напівобмотці

НУБІП України

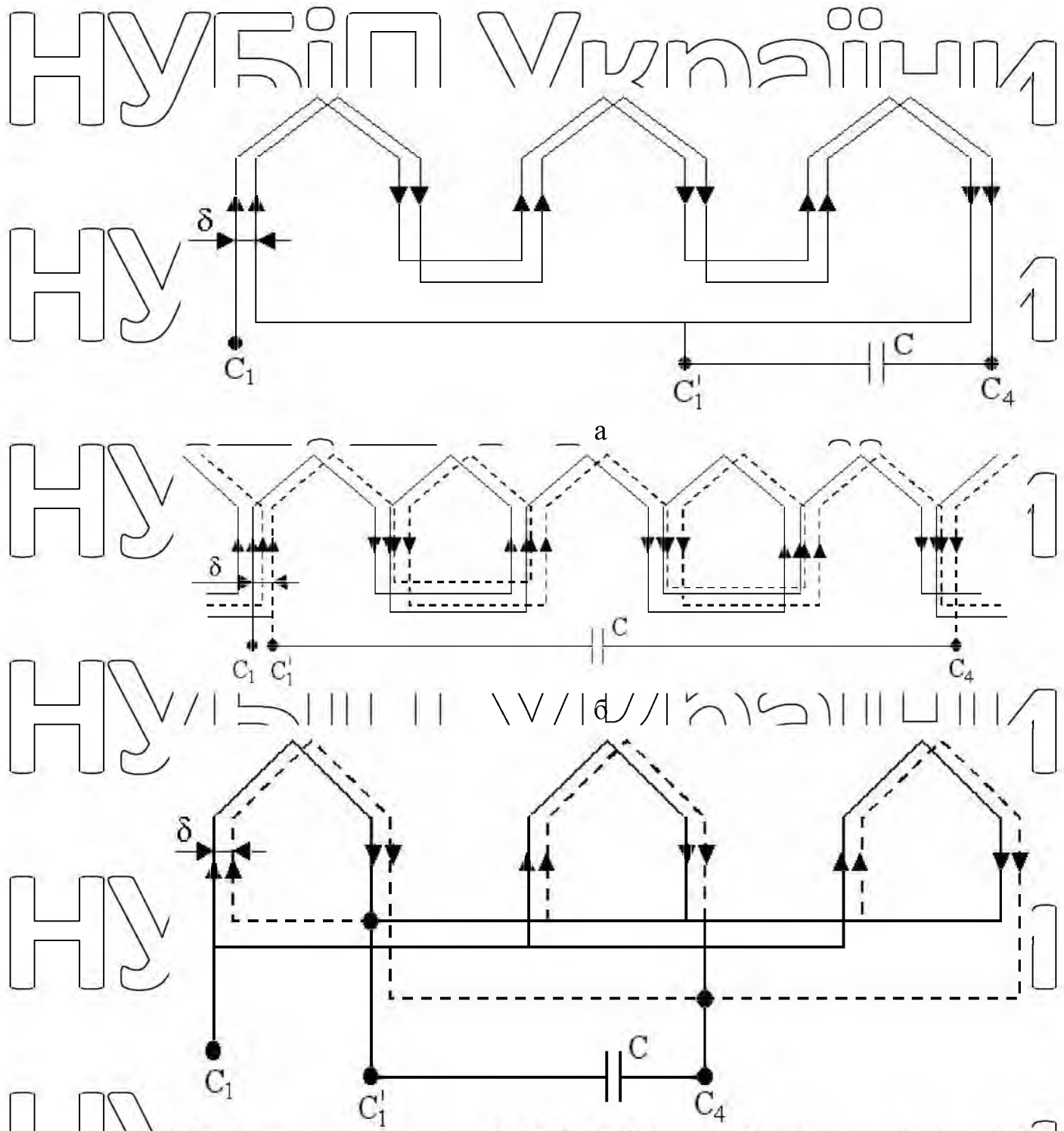
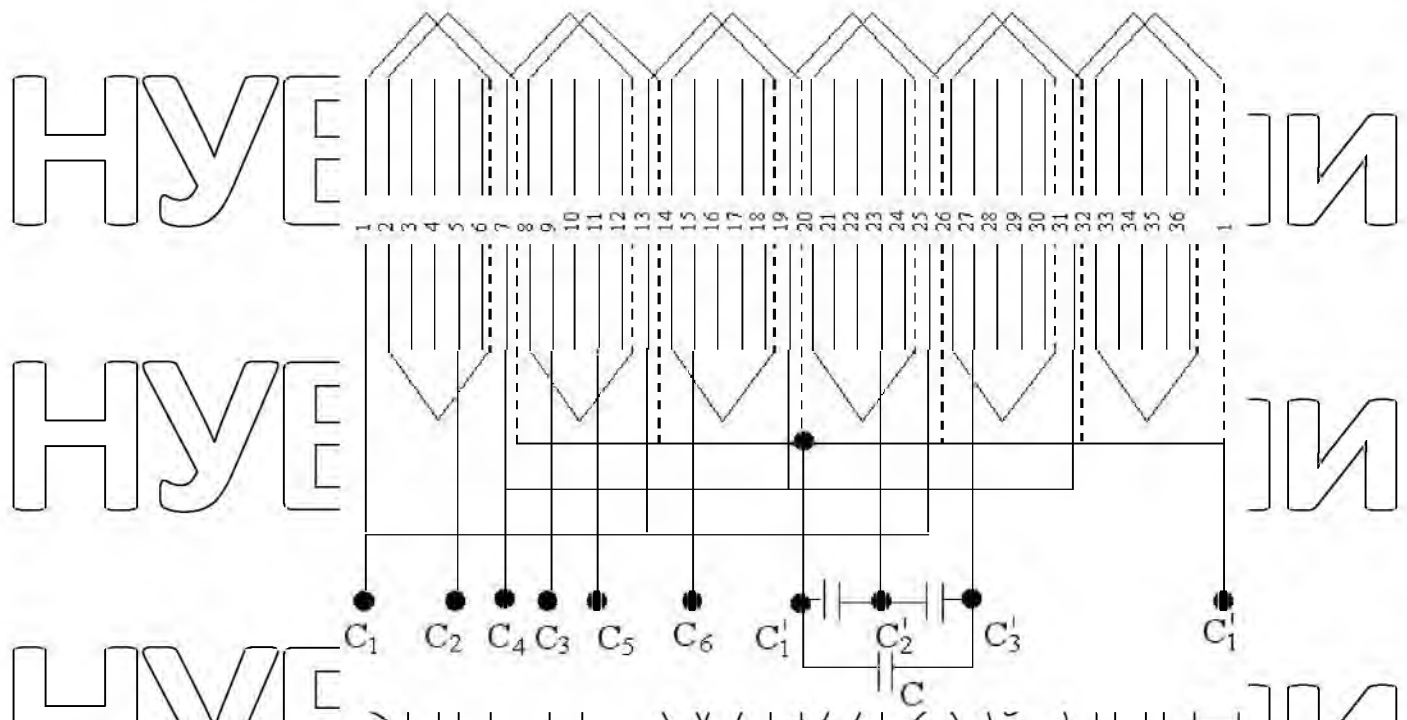
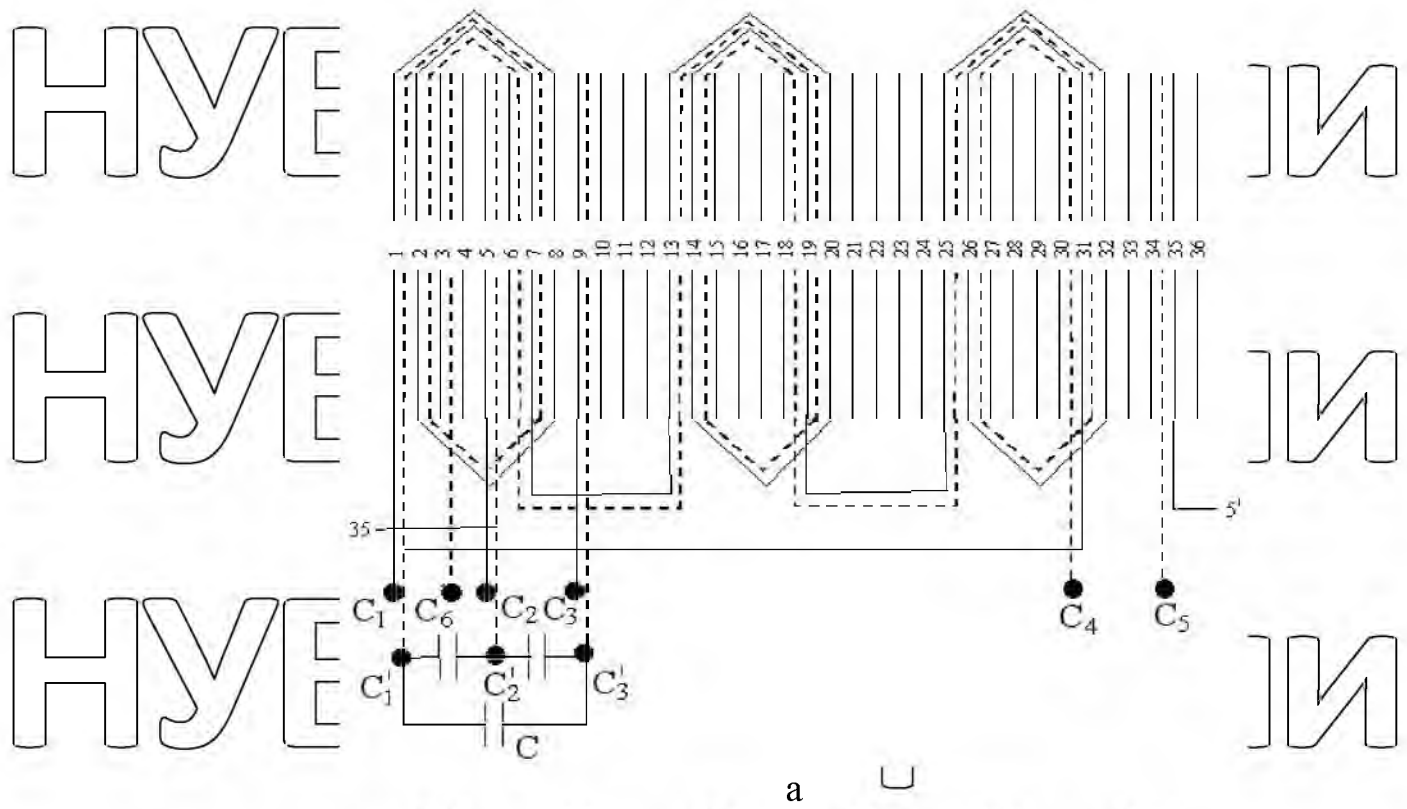


Рис. 5.12 – Принцип виконання фази обмотки статора трифазного асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p = 6$, $Z_1 = 36, 54, 72$ для неперевертливих двигунів при $\delta \neq 0$:

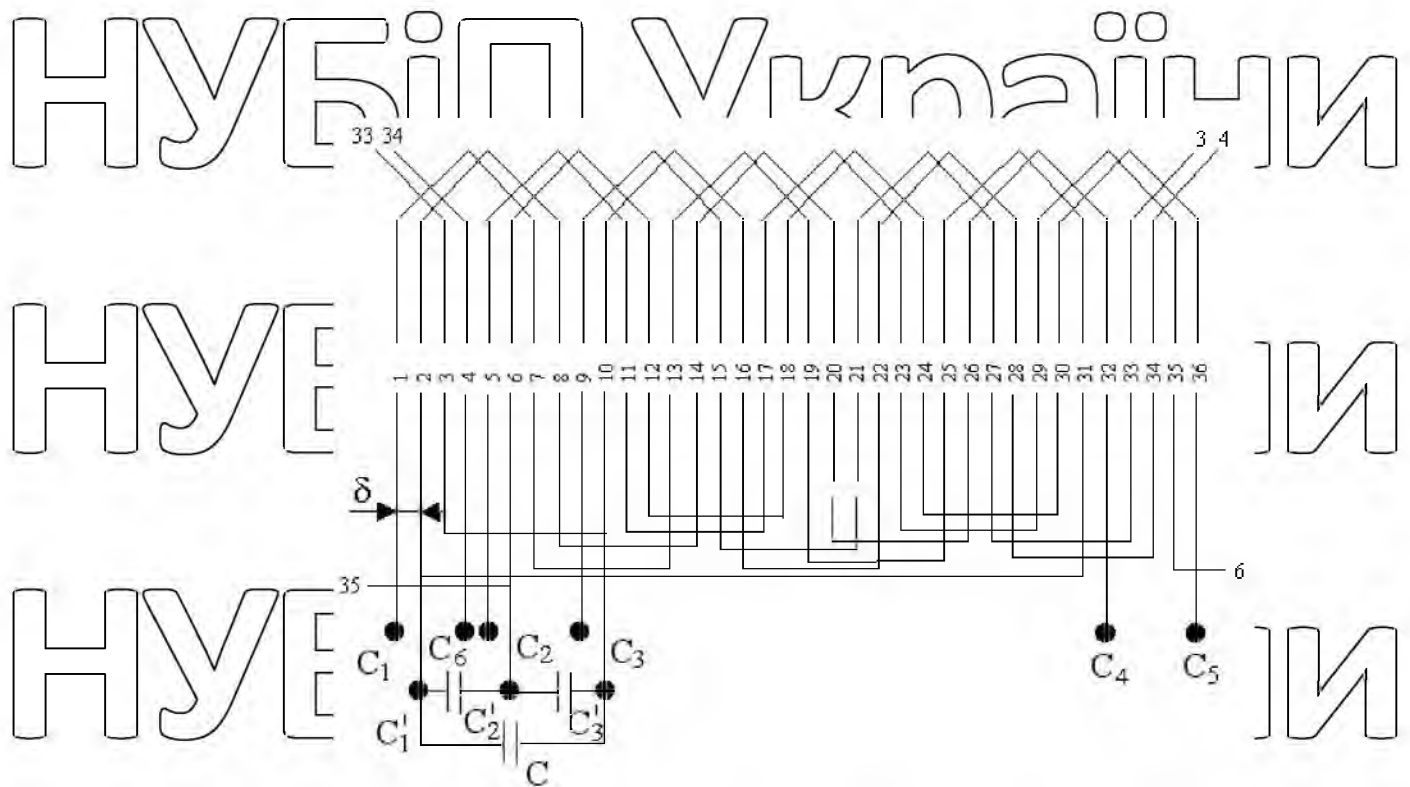
- а – одношарова послідовна,
- б – двошарова послідовна;
- в – двошарова послідовно-паралельна



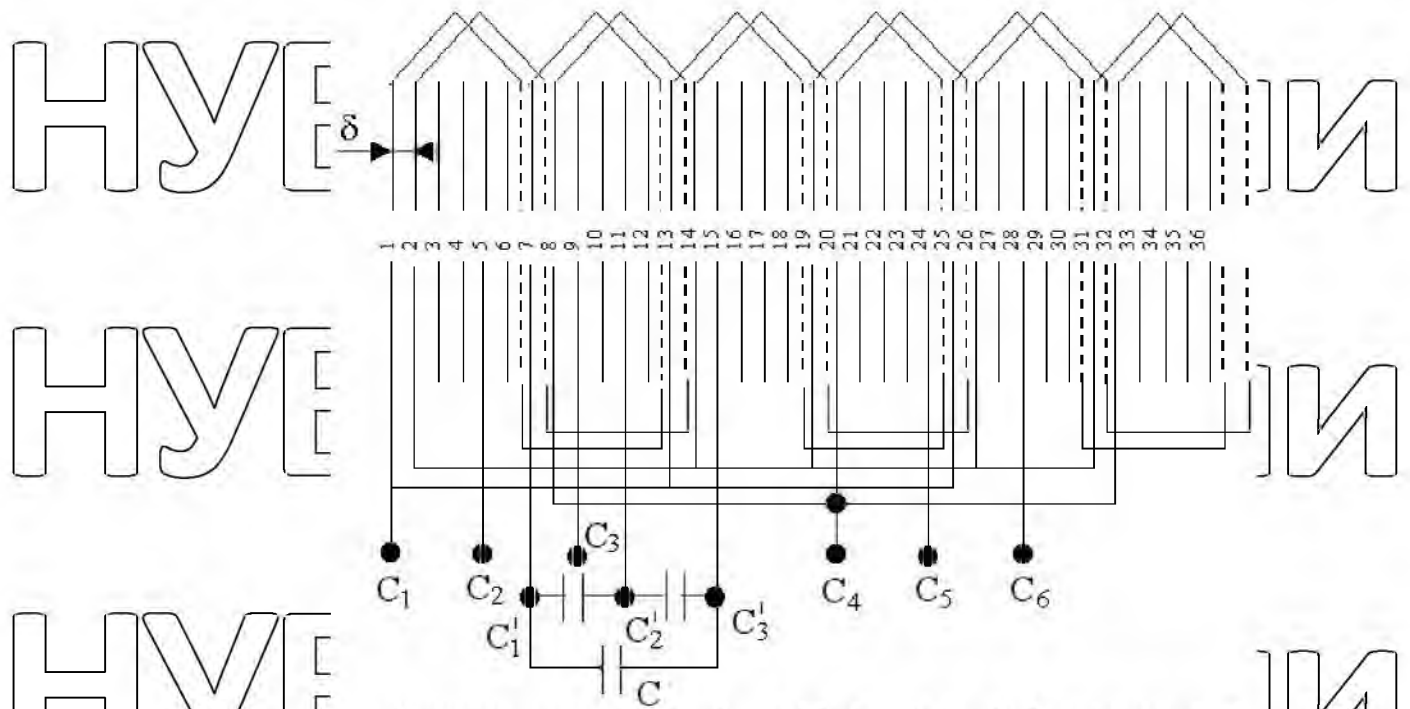
Фиг. 5.13 – Фрагменти схеми однієї фази трифазних обмоток статора асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p=6$ для реверсивних двигунів при $\delta=0$:

а – при послідовних напівобмотках;

б – при послідовно-паралельних напівобмотках.



а



б

Рис. 5.14 – Розгорнуті схеми трифазних обмоток статора асинхронного двигуна з внутрішньою ємнісною компенсацією при $2p = 6$ для нереверсивних двигунів при $\delta \neq 0$:

а – одношарова при послідовних напівобмотках;

б – двошарова при послідовно-паралельних напівобмотках (фрагмент однієї фази)

S_n – кількість ефективних провідників у пазу;

n – кількість елементарних провідників (n) у одному ефективному та

a – кількість паралельних віток (a) обмотки;

d – діаметр провідників обмотки, мм;

c – ємність на фазу при з'єднанні конденсаторів у Δ мкФ.

Двополюсні обмотки ($2p = 2$) є найбільш простими для застосування методу внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів.

Обмотки малих двигунів (до 11 кВт) виконуються одношаровими при кількості пазів осердя статора $Z_1 = 24$ у вигляді однієї послідовної вітки. Тільки в двигуні АИР 132М2 і більш потужних обмотка складається з двох паралельних віток, а,

починаючи з двигунів потужністю 15 кВт, вона виконується двошаровою з вкороченим кроком (табл. 5.1). У найпростішому варіанті для малих двигунів конденсатором шунтується половина одношарової обмотки, виконаної

”врозвалку” (рис. 5.3, а; 5.4, а), проте для реверсивних двигунів рекомендується виконати напівобмотки пошарово: одну в нижній частині пазів, іншу – у верхній частині тих самих пазів за тією самою схемою. Такі напівобмотки

розташовуються під усіма полюсами приблизно в однакових умовах. У малих двигунах напівобмотки з'єднуються послідовно і одна з них шунтується

конденсатором, у більш потужних двигунах напівобмотки кожного шару з'єднуються в дві паралельні вітки, в цілому обмотка складається з двох послідовно-паралельних віток, одна з послідовних частин якої шунтується

конденсатором (рис. 5.3, в; 5.5, а).

Такі схеми можуть виконуватися для двигунів будь-якої модифікації, будь-якого призначення, в тому числі для реверсивних і неререверсивних. Проте для неререверсивних двигунів внутрішня ємнісна компенсація більш ефективна при просторовому зміщенні напівобмоток одна відносно іншої на кут $\delta = 30^\circ$. Такого

зміщення досягають розподілом фазної зони базової обмотки на дві рівні частини та виконанням кожної напівобмотки у межах власної половини фазної зони (рис.

5.3, б, г; 5.4, б; 5.5, б).

За представленими на рис. 5.3, 5.4, 5.5 фрагментами обмоток та принципами їх виконання можна виготовити трифазну обмотку статора при $2p = 2$ для будь-якої кількості пазів осердя статора, для будь-якої схеми одношарової або двошарової обмотки при використанні її з внутрішньою емнісною компенсацією реактивної потужності асинхронного двигуна.

Для чотириполюсних двигунів ($2p = 4$, $n = 1500$ об/хв) основними є одношарові обмотки при $Z_1 = 24, 36, 48$ та двошарові при $Z_1 = 48$ (табл. 2.1). При $Z_1 = 24, 36$ для малих двигунів серій 4А та АІ для внутрішньої емнісної компенсації використовуються базові послідовні одношарові обмотки із зашунтованою емнісною напівобмоткою під іншою парою полюсів (рис. 5.6, а; 5.7, а; 5.9, а), а для нереверсивних двигунів при $q =$ парне число ($Z_1 = 24, q = 2$) дві одношарові послідовні напівобмотки, зміщені одна відносно іншої на кут $\delta = 30^\circ$ (на один паз, рис. 5.6, б; 5.9, б). У такому випадку напівобмотки розташовані

під усіма полюсами, а одна з них шунтується конденсатором. При $q =$ непарне число ($Z_1 = 36, q = 3$) базова обмотка поділяється на дві напівобмотки, кожна з яких займає половину паза (верхню або нижню), кількість витків у котушці напівобмотки зменшується удвічі порівняно з базовою обмоткою. Між собою напівобмотки з'єднуються послідовно, і одна з них шунтується конденсатором.

Для реверсивних двигунів напівобмотки розташовуються в одних і тих самих пазах без просторового зміщення одна відносно одної ($\delta = 0$), для нереверсивних – напівобмотки зміщені між собою на кут δ (рис. 5.10, а, $\delta = 2\alpha = 40^\circ$). Якщо базова обмотка складається з двох паралельних віток, то для збереження

еквівалентної кількості витків фази вона поділяється на дві послідовно з'єднані напівобмотки, кожна з яких складається з двох паралельних віток. Для реверсивних двигунів напівобмотки просторово співпадають (рис. 5.8, а; 5.10, б), для нереверсивних вони зміщуються між собою на кут δ (рис. 5.8, б; 5.10, в).

При цьому одна з напівобмоток шунтується конденсатором.

Особливістю одношарових шестиполюсних обмоток ($2p = 6$, $n = 1000$ об/хв) є наявність у них 3 котушкових груп, які в загальному випадку не можуть бути

розділені на дві рівні частини. Тому для здійснення внутрішньої ємнісної компенсації доводиться застосовувати двошаровий варіант, коли одна з напівобмоток розташована у нижньому шарі пазів, а інша – у верхньому без просторового зміщення між ними для реверсивних двигунів (рис. 5.11, а; 5.13, а) або зі зміщенням на 1-2 паза між напівобмотками для неревверсивних двигунів при $q =$ непарне число (наприклад, при $Z_1 = 54, q = 3, \alpha = 20^\circ, \delta = 20^\circ, 40^\circ$ для двигунів потужністю до 11 кВт рекомендується $\delta = 40^\circ$, для більш потужних – $\delta = 20^\circ$). При $q =$ парне число (при $Z_1 = 36, q = 2; Z_1 = 72, q = 4$) фазна зона обмотки розділяється на дві рівні частини зі зміщенням між ними на 30° (рис. 5.12, а; 5.14, а).

Якщо обмотка виконана "врозвалку" то при цьому кількість котушкових груп збільшується до 6 з можливістю розподілу їх на дві рівні частини (рис. 5.11, б) або зі зміщенням між собою напівобмоток верхнього та нижнього шарів на кут δ (рис. 5.12, б). При $Z_1 = 54, 72$ для двигунів потужністю 11 кВт і більше обмотка зазвичай виконується з трьома паралельними вітками. Використовуючи схеми "врозвалку" або двошаровий варіант обмотки, отримують 6 однакових котушкових груп, з'єднаних у три паралелі в кожній з двох послідовних напівобмоток, одна з яких шунтується конденсатором (рис. 5.11, в; 5.12, в; 5.13, б; 5.14, б).

5.4 Технологічні вказівки щодо виготовлення модернізованих обмоток

У всіх схемах обмоток статора двигуна, модернізованих для використання внутрішньої ємнісної компенсації, зберігаються переріз, діаметр і марка провода; кількість провідників у пазу, елементарних провідників у одному ефективному, паралельних віток базової обмотки. Виготовлення секцій обмоток здійснюється на типовому обладнанні за загальноприйнятими технологіями. Розміри секцій приймаються залежно від габаритів машини, схеми обмотки та величини її кроку (табл. 5.1).

Проте обов'язковою особливістю модернізованої обмотки є її розподіл на дві однакові напівобмотки, що в окремих випадках передбачає певні відхилення від схем базових обмоток. У такому разі одношарова обмотка може бути пошарово поділена на дві напівобмотки, одна з яких розташовується у нижній частині пазів, інша – у верхній (наприклад, при q = непарне число) з просторовим збіганням або зміщенням напівобмоток одна відносно іншої на кут δ . Секція такої напівобмотки має в два рази менше витків, ніж секція базової одношарової обмотки. При q = парне число фазна зона обмотки поділяється на дві частини з просторовим зміщенням напівобмоток на половину кута фазної зони. Секції такої обмотки мають ту ж кількість витків, що і у базовій обмотці.

При виконанні обмотки з двох або трьох паралельних віток паралельні вітки створюються у напівобмотках, з'єднаних послідовно між собою.

Пазова ізоляція обмотки статора виконується у такій же послідовності і тими ж самими ізоляційними матеріалами, що і при проведенні звичайного ремонту обмотки. Розподіл одношарової обмотки на два шари окремих напівобмоток вимагає застосування міжшарової ізоляції як і у двошарових обмотках. При цьому спочатку укладається напівобмотка нижнього шару, потім – верхнього.

Після укладання секцій (котушок) паяють схему обмотки. Виконання схеми обмотки передбачає з'єднання окремих котушок у напівобмотці, з'єднання паралельних віток у напівобмотці, послідовне з'єднання між собою напівобмоток у фазу. На клемний щиток виводяться початки фаз C_1, C_2, C_3 , через які здійснюється живлення електродвигуна від мережі, та середні точки C'_1, C'_2, C'_3 для підключення конденсаторів. Кінці C_4, C_5, C_6 з'єднуються у загальний вузол нульової точки. Вивід середніх точок та під'єднання конденсаторів здійснюється проводом, розрахованим на величину реактивного струму двигуна $I_p = I_n \sin \varphi_n$,

що при $\cos \varphi_n = 0,7 \div 0,9$ відповідає $\sin \varphi_n = 0,7 \div 0,45$. Тому переріз цього провода повинен становити 0,7 від перерізу провода обмотки у малих двигунах і не

менше 0,45 у двигунів середньої потужності, стосовно діаметру провoda дані співвідношення відповідають величинам 0,85-0,7.

5.5 Післяремонтні випробування

Відремнтовані модернізовані електродвигуни підлягають контрольним випробуванням і перевіркам згідно з програмою прийнятно-здавальних випробувань.

При контрольних випробуваннях модернізованих двигунів конденсатори внутрішньої ємнісної компенсації мають бути відключеними, тому вимоги і норми випробувань, їх обсяг і послідовність, види перевірок мають бути такими самими як і для базових серійних двигунів. Проводяться наступні види контрольних випробувань і перевірок:

- зовнішній огляд, перевірка якості збирання і комплектності;
- вимірювання опору ізоляції обмоток відносно корпуса та між обмотками;
- вимірювання опору обмоток на постійному струмі у майже холодному стані;
- випробування ізоляції обмоток відносно корпуса та між обмотками на електричну міцність;
- випробування міжвиткової ізоляції обмоток на електричну міцність;
- визначення струму холостого ходу;
- визначення струму короткого замикання;
- перевірку маркування вивідних кінців обмоток для підключення до мережі живлення і середніх точок обмоток для під'єднання конденсаторів;
- перевірку комплектності конденсаторів, їх встановлення, відповідність конденсаторів величині розрахункової ємності та напруги.

Допустиме значення струмів холостого ходу та пускових струмів електродвигунів мають відповідати їх величинам у базових двигунах без конденсаторів. При вмиканні конденсаторів струм холостого ходу має бути меншим ніж у базового двигуна на 30-40%, пусковий струм має зменшуватися на 10-12%.

НУБІП України

5.6 Вибір і встановлення конденсаторів

Величина ємності конденсаторів на фазу має відповідати вказаним у табл. 5.1 значенням. Конденсатори підключаються за схемою Δ до середніх точок обмотки, виведених на клемний щиток. Номінальна напруга конденсаторів має

бути: $U_{нк} \geq \frac{\sqrt{2}U_{л}}{2}$. Так, при лінійній напрузі мережі живлення $U_{л} = 380$ В

конденсатори мають бути вибрані на напругу $U_{нк} = 400$ В.

Батарея конденсаторів комплектується з банок стандартних паперово-масляних конденсаторів типу МБМ, МБПІ, МБТ та ін. Конденсатори встановлюються у металічний або пластмасовий корпус з ущільненнями, які відповідають ступеню захисту електродвигунів, для яких вони призначені. Комплект конденсаторів кріпиться на корпусі двигуна біля клемного щитка (рис. 5.15) або встановлюється біля двигуна на ізоляційній підставці. Конденсатори не повинні мати відкритих струмоведучих з'єднань. Металічний корпус конденсаторів має бути приспінаний до того ж заземлювача, що і корпус двигуна.

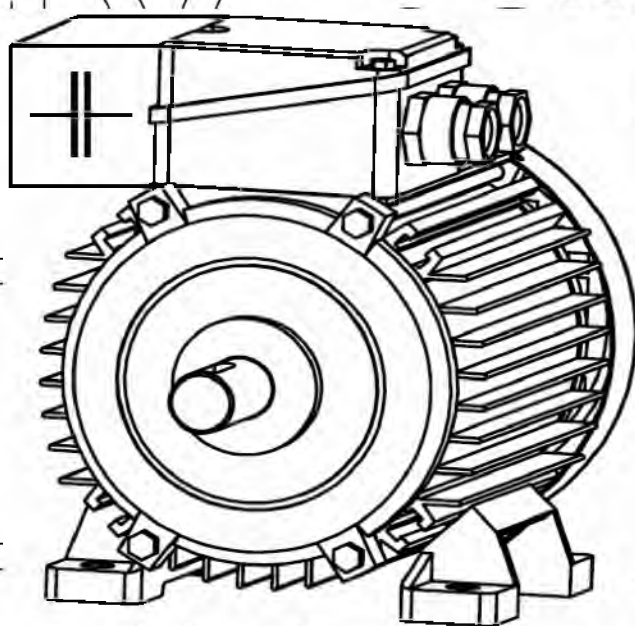


Рис. 5.15. Схема розташування конденсаторів на асинхронному двигуні

РОЗДІЛ 7. БЕЗПЕКА ПРАЦІ

7.1 Аналіз стану безпеки праці на підприємстві

Від рівня кваліфікації і ретельності виконання електромонтерами вимог електробезпеки під час монтажу та експлуатації електроустановок залежить безпека виробничого персоналу та сільськогосподарських тварин.

З безпекою праці тісно пов'язані пожежна безпека та блискавкозахист, оскільки пожежі, які виникають на виробництві, а також грозові розряди, загрожують не лише матеріальним цінностям, але і життю людей.

З урахуванням стану охорони праці в господарстві в проекті розроблені заходи щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів, вибрані необхідні індивідуальні засоби захисту, виконаний розрахунок заземлюючого пристрою споживчої трансформаторної підстанції, блискавкозахисту ПТО I РЕО, вибрані засоби пожежегасіння.

В даний час в господарстві приділяється значна увага питанням охорони праці, створенню оптимальних умов праці, відпочинку.

На кожному виробничому об'єкті призначаються відповідальні з правил техніки безпеки.

Перед зарахуванням на роботу, а також періодично проводяться заняття, інструктажі з охорони праці в спеціально обладнаному класі. Інструктажі проводяться також безпосередньо на робочих місцях. Кожен рік електромонтери здають іспит з правил техніки безпеки, на основі чого їм присвоюється кваліфікаційна група з ПТЕ і ПТБ.

Особи, що працюють з шкідливими речовинами, періодично проходять медичний огляд.

Робітники забезпечуються спеодягом та захисними засобами. Однак, порушення правил техніки безпеки все ще трапляються, що нерідко призводить до травматизму людей, зниження їх працездатності.

Тому, в господарстві необхідно більше уваги приділяти охороні праці, навчанню людей, підвищенню контролю відповідальних осіб за дотриманням правил техніки безпеки на виробництві.

Пункт технічного обслуговування та ремонту електрообладнання (ПТО/ РЕО) має побутові та виробничі приміщення, що загалом забезпечують комфортні умови праці та відпочинку персоналу.

Характеристика виробничих приміщень пункту за вибухо- і пожежонебезпекою, вогнестійкістю та ймовірністю ураження електричним струмом наведена в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1

Категорії та класи виробничих приміщень майстерні

Найменування приміщення	Категорія приміщення за вибухо- і пожежонебезпекою	Кліматична зона	Ступінь вогнестійкості	Клас приміщення за ймовірністю ураження струмом	Клас приміщення за умовами навколишнього середовища
1	2	3	4	5	6
Бокс для спецавтомобіля	В	III	II	з під. неб.	II-1
Ділянка просочування та сушіння	A	III	III	-	B-1a
Ділянка фарбування	A	III	II	-	B-1a
Ремонтно-монтажна ділянка	B	III	II	- -	II-IIIa
Ділянка заготівлі конструкцій	B	III	II	- -	II-IIIa
Кабінет майстра	B	III	III	без підв. небезп.	Норм
Гардероб	B	III	II	- -	норм
Тамбур	B	III	II	- -	норм
Душова	B	III	II	з під. неб.	сире
Вентиляційна камера	B	III	II	- -	вологе
Електрощитова	B	III	II	- -	норм

За технологією виконуваних робіт персонал ремонтної майстерні має справу з такими агресивними речовинами, як кислота, луг, сульфат свинцю (при обслуговуванні та ремонті акумуляторних батарей), а також розчинниками, лаками та емалями (при ремонті електродвигунів і пускозахисної апаратури)..

Характеристика окремих виробничих приміщень щодо можливої дії шкідливих та небезпечних факторів на людину наведена у таблиці 7.2.

Таблиця 7.2

Можлива дія шкідливих та небезпечних виробничих факторів на людину у виробничих приміщеннях ремонтної майстерні

Найменування приміщень	Рухомі машини та механізми	Небезпечні та шкідливі виробничі фактори					
		висока загазованість	Високий рівень шуму	Висока вологість повітря	хімічні та токсичні речовини	фізичні перевантаження персоналу	високий рівень напруги в електромережі
Дільниця просочування та сушіння	-	+	-	+	+	+	+
Дільниця фарбування	-	+	-	+	+	+	+
Ремонтно-монтажна дільниця	+	+	+	-	+	+	+
Витратний склад	-	-	-	-	-	-	-
Дільниця заготівлі конструкцій	+	+	+	-	-	+	+

7.2 Розробка комплексу заходів щодо усунення небезпечних шкідливих виробничих факторів

Розроблені у проекті організаційні та технічні заходи щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів мають за мету:

- захист від проникнення до обертових частин машин - передбачені огородження;
- запобігання вибуху у разі виникнення небезпечної концентрації пари на дільницях просочування, сушіння та фарбування - передбачені встановлення вибухобезпечних світильників і монтаж електропроводки в сталевих трубах;

- видалення з приміщень шкідливих газів та забезпечення припливу свіжого повітря - передбачена система вентиляції, яка складається з витяжних та приливних вентиляторів;

- захист від дотику до струмоведучих частин електрообладнання - передбачене захисне заземлення та занулення металевих частин і використання захисних засобів;

- захист споруди від прямих ударів блискавки - передбачений монтаж блискавкоприймальної сітки на даху споруди;

- забезпечення пожежобезпечності - передбачене встановлення пожежних кранів та вогнегасників;

- забезпечення робочих місць місцевим освітленням.

Безпечна робота експлуатаційного персоналу енергетичної служби

господарства досягається не тільки організаційними та технічними заходами, але і наявністю високоефективних індивідуальних засобів захисту.

Необхідну кількість захисних засобів, спецодягу, взуття та інших індивідуальних засобів захисту визначаємо, виходячи з чисельності обслуговуючого персоналу, кількості виробничих ділянок і характеру виконуваних робіт [20].

$$Z_{cp} = k_1 \cdot A_{zag} + (k_2 + k_3 \cdot N_{ed}) / d, \quad (7.2)$$

де k_1, k_2, k_3 - постійні коефіцієнти, які залежать від форми обслуговування електрообладнання та виду захисних засобів;

A_{zag} - обсяг робіт з обслуговування електрообладнання в умовних одиницях;

N_{ed} - кількість установлених електродвигунів;

d - коефіцієнт надійності апарату захисного вимикання (при відсутності даних $d=0.9$);

Результати проведених розрахунків представлені в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3

Розрахунок необхідної кількості захисних засобів на один рік для ремонтної майстерні

Назва захисних засобів	Марка, тип	ГОСТ, ОСТ або ТУ	Кількість
------------------------	------------	------------------	-----------

Показчик напруги	КОНТАК Т-55С	ТУ У 194634.35.006-95	4
Універсальний пробник-вказівник напруги	УПВН	дослідний зразок	1
Ізолюючі кліщі	К-1000	ТУ 34-13-1632-75	3
Струмовимірювальні кліщі	Ц-4501	ТУ 25-04- 857-76	3
Килимки діелектричні	-	ГОСТ-4997-75	4
Переносні заземлення до 1000В	-	ТУ 34-3820-70	3
Діелектричні калоші	-	ГОСТ-28-10072-80	4
Комплект інструменту з ізольованими рукоятками	КСИ-2	ТУ 28-10072-80	4
Попереджувальні плакати та знаки безпеки для електроустановок	-	ГОСТ 12-4026-76	4

7.3 Розрахунок заземлювального пристрою споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

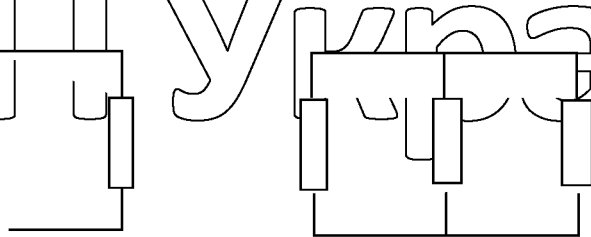
Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді контуру із сталюї штаби з прямокутним поперечним перерізом 40x4 мм з вертикальними електродами діаметром 0,012 м довжиною 5 м, викладеного на глибину $t=0,8$ м від поверхні землі з двошаровою структурою : $\rho_1=270$ Ом·м, $\rho_2=140$ Ом·м, $h_1=3,5$ м, $\rho_1/\rho_2=1,33$. Довжина мережі напругою 10 кВ повітряної лінії $L_B=35$ км, кабельної $L_K=11$ км..

В якості природного заземлювача використовується залізобетонний фундамент споруди (площа якого 50 м^2)

1) Висуваємо вимоги мережі 0,38 кВ .

Малюємо схему заміщення :

$R_d, 0,38$ R_p $R_{\text{пов.}}, R_{\text{шт.}}, 0,38$



Для визначення допустимої величини заземлюючого пристрою вираховуємо еквівалентний питомий опір двошарового ґрунту за формулою

НУБІП України

$$\rho_{\text{екв}} = \frac{\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot k \cdot l}{\rho_1(t + kl - h_1) + \rho_2(h_1 - t)}, \quad (7.2)$$

к=1 при $\rho_1 > \rho_2$.

$$\rho_{\text{екв}} = \frac{270 \cdot 140 \cdot 1 \cdot 5}{270(0,8 + 5 - 3,5) + 140(3,5 - 0,8)} = 189,19 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо опір природного заземлювача:

НУБІП України

$$R_{\text{тр}} = 0,5 \frac{\rho_{\text{эф}}}{\sqrt{S}}, \quad (7.3)$$

де $\rho_{\text{эф}}$ - еквівалентне значення питомого опору ґрунту, Ом·м

НУБІП України

$$\rho_{\text{эф}} = \rho_1 \left(1 - e^{-\alpha \frac{h_1}{\sqrt{S}}} \right) + \rho_2 \left(1 - e^{-\beta \frac{\sqrt{S}}{h_1}} \right), \quad (7.4)$$

де α, β - коефіцієнти, $\rho_1 > \rho_2$, $\alpha = 3,6, \beta = 0,1$;

$$\rho_{\text{эф}} = 270 \left(1 - e^{-3,6 \frac{3,5}{7,07}} \right) + 140 \left(1 - e^{-0,1 \frac{7,07}{3,5}} \right) = 249,3 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

НУБІП України

$$R_{\text{тр}} = 0,5 \frac{249,3}{\sqrt{50}} = 17,6 \text{ (Ом)}$$

Для визначення $R_{\text{п}}$ будемо схемою мережі 0,38 кВ.

$$R_{\text{ш}} = 10 \frac{189,19}{100} = 18,9 \text{ (Ом)}$$

НУБІП України

$$R_{\text{пз}} = 30 \cdot 1,89 = 56,7 \text{ (Ом)}$$

Згідно із розрахунками кожен повторний заземлювач повинен мати опір 56,7 Ом, а загальний опір їх на кожній лінії має становити не більше 18,9 Ом.

$$R_{\text{л1}} = \frac{R_{\text{пз}}}{n_{\text{л1}}} = \frac{56,7}{5} = 11,34 \text{ (Ом)} < 18,9 \text{ (Ом)}$$

НУБІП України

$$R_{\text{л2}} = \frac{R_{\text{пз}}}{n_{\text{л2}}} = \frac{56,7}{3} = 18,9 \text{ (Ом)} < 18,9 \text{ (Ом)}$$

$$R_{\text{л3}} = \frac{R_{\text{пз}}}{n_{\text{л3}}} = \frac{56,7}{7} = 8,1 \text{ (Ом)} < 18,9 \text{ (Ом)}$$

НУБІП України

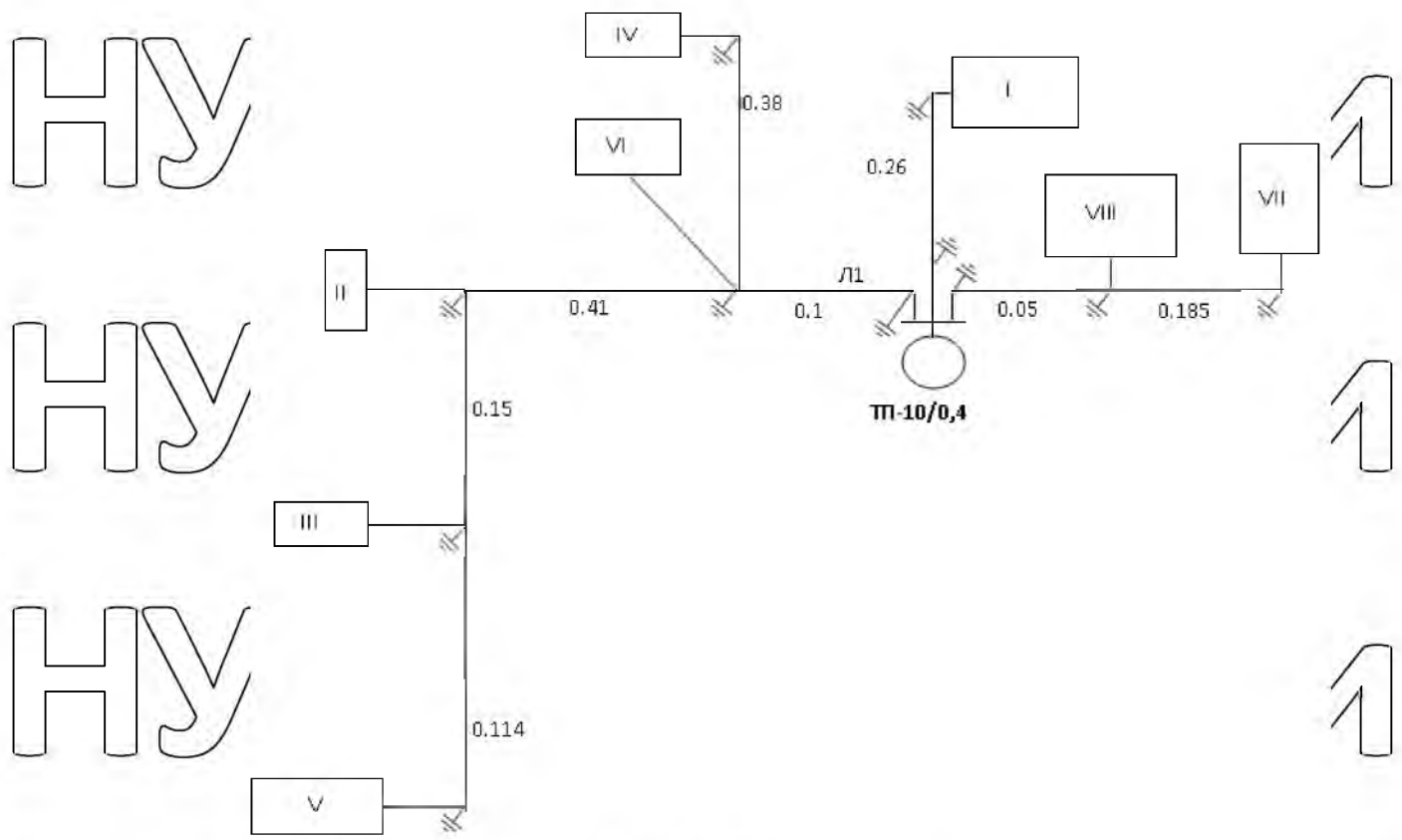


Рис. 7.3 – Розрахункова схема мережі напругою 0,38 кВ

Розташовуємо повторні заземлювачі:

- 1) на кінцях повітряних ліній або відгалужень;
- 2) на вводах у виробничі приміщення;
- 3) за умовами захисту від перенапруг:

Загальний опір повторних заземлювачів на всіх фідерах ПЛ-0,38 кВ:

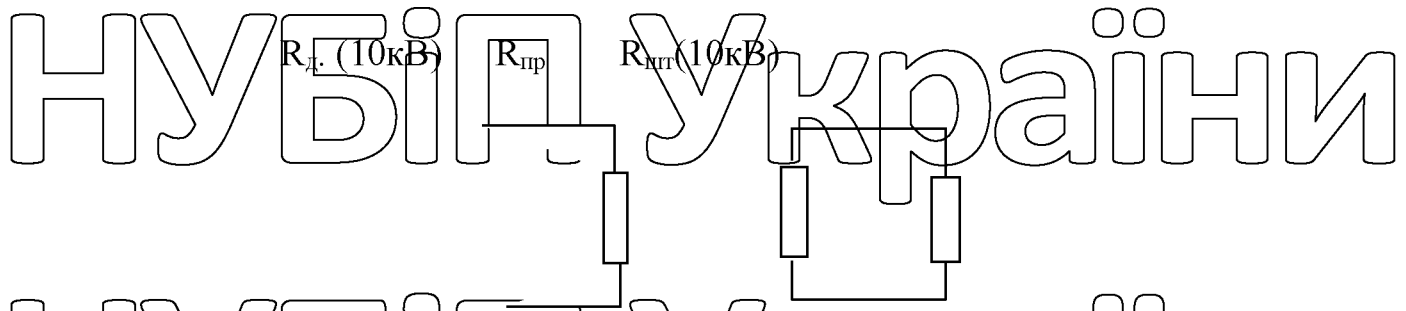
$$R_{\text{пов}} = \frac{R_{\text{л1}} R_{\text{л2}} R_{\text{л3}}}{R_{\text{л1}} R_{\text{л2}} + R_{\text{л2}} R_{\text{л3}} + R_{\text{л1}} R_{\text{л3}}} = \frac{11,34 \cdot 12,6 \cdot 8,1}{11,34 \cdot 12,6 + 12,6 \cdot 8,1 + 11,34 \cdot 8,1} = 3,4 \text{ (Ом)}$$

Визначаємо $R_{\text{екв}}$:

$$R_{\text{екв}} = \frac{R_{\text{пр}} R_{\text{пов}}}{R_{\text{пр}} + R_{\text{пов}}} = \frac{17,6 \cdot 3,4}{17,6 + 3,4} = 2,85 \text{ (Ом)}$$

Оскільки $R_{\text{екв}}$ менше $R_{\text{д}}$, то штучного заземлювача можна було б і не виконувати, але правила вимагають обов'язкової наявності $R_{\text{шт}}$, тому $R_{\text{шт}}$ приймаємо максимально допустиме рівне 56 Ом.

Розрахуємо заземлювач для мережі напругою 10 кВ



Визначаємо допустимий опір заземлювача : $R_{д} = 125/I_{кз}$.

Де $I_{кз}$ - струм замикання на землю :

$$I_{кз} = \frac{U(U_{пр} + 35/U_{к})}{\rho_{\text{в}}} = \frac{10(35 + 35 \cdot 11)}{270} = 15,5 \text{ (А)}$$

$$R_{д} = 125/15,5 = 8,06 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом.}$$

Опір штучного заземлення визначаємо за формулою :

$$R_{шт} = \frac{R_{д} \cdot R_{пр}}{R_{пр} - R_{д}} = \frac{8,06 \cdot 17,6}{17,6 - 8,06} = 14,87 \text{ (Ом)}$$

Порівнявши $R_{шт}(0,4)$ і $R_{шт}(10)$ для розрахунку приймаємо менше з них

$$R_{шт}(10) = 14,87 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір розтікання струму одного стержня :

$$R_{в} = \frac{\rho_{\text{екв}} \cdot k_c}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h+1}{4h-1} \right)$$

k_c - коефіцієнт сезонності, $k_c = 1,5$

h - відстань від поверхні землі до середини стержня

$$h = t + 0,5L = 0,8 + 0,5 \cdot 5 = 3,3 \text{ м.}$$

$$R_{в} = \frac{189,19 \cdot 1,5}{6,28 \cdot 5} \left(\ln \frac{10}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 1}{4 \cdot 3,3 - 1} \right) = 64,3 \text{ (Ом)}$$

$$q_{в} = \frac{1}{R_{в}} = 0,0156 \text{ (См)}$$

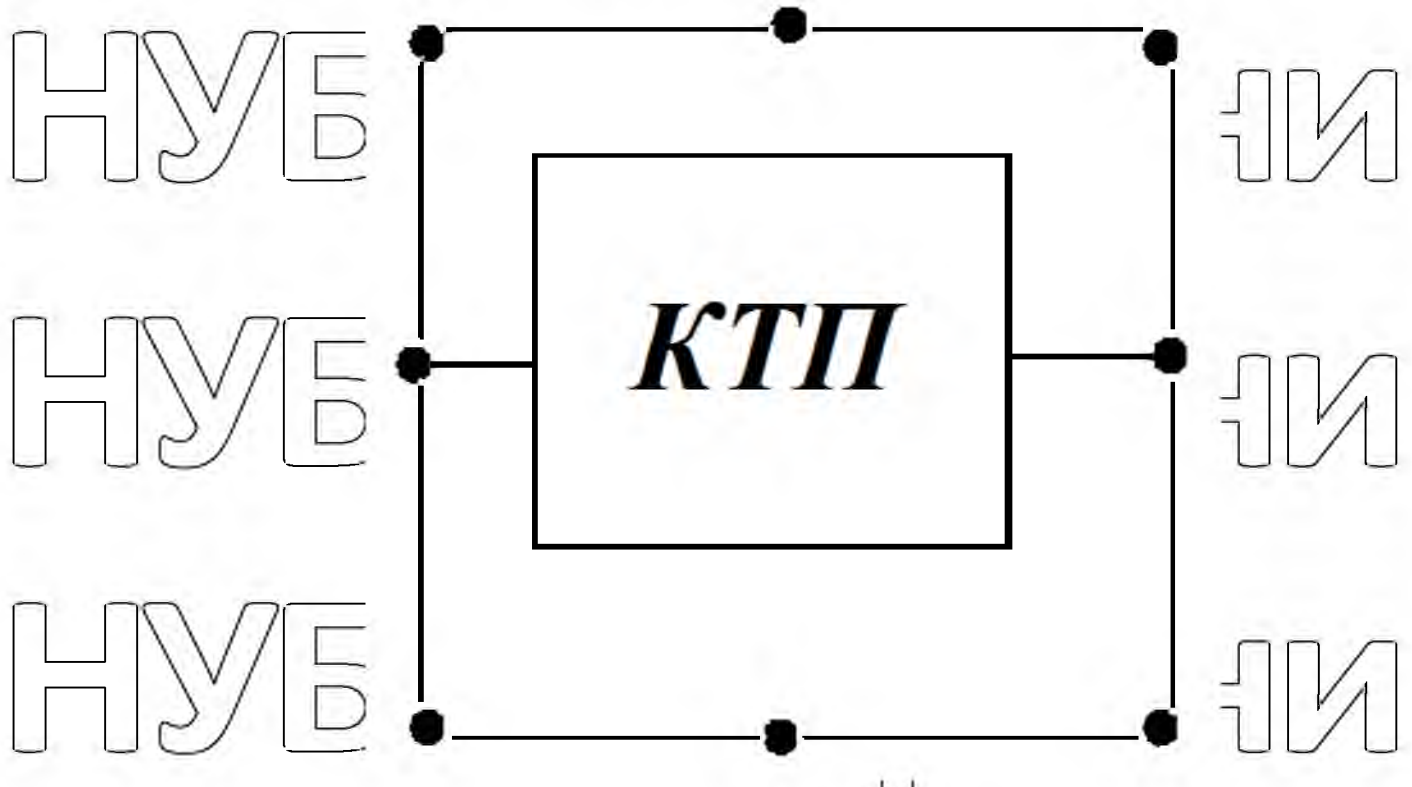
Кількість вертикальних стержнів визначаємо за формулою :

НУБІП України

Приймаємо 8

Схема заземлювального контуру

$$n = \frac{R_B}{R_{шт}} = \frac{64,3}{14,87} = 4,3$$



Визначаємо опір розтікання струму горизонтальної полоси:

НУБІП України

$$R_{гг} = \frac{k \cdot \rho_{екв.г}}{2 \cdot \pi \cdot L \cdot b} \cdot \ln \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot l}$$

де: b - ширина горизонтальної полоси = 0,04 м

$\rho_{екв.г}$ - еквівалентний питомий опір для горизонтального заземлювача, його розраховується шляхом інтерполяції

$L_{гг}$ - довжина одного горизонтального заземлювача = 5 м.

Розрахунок $\rho_{екв.г}$ ведемо використовуючи дані з таблиці «Відносні значення еквівалентного питомого опору $\rho_{ст}/\rho_{г}$ двошарової землі для розрахунку опору простого горизонтального заземлювача.

НУБІП України

$$\frac{\rho_{екв.г}}{\rho_2} = 1,73 \quad \rho_{екв.г} = 1,73 \cdot 140 = 242,2 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{1,5 \cdot 242,2}{6,28 \cdot 5} \ln \frac{2 \cdot 25}{0,04 \cdot 0,8} = 85,09 \text{ (Ом)}$$

$$q_{\Gamma} = \frac{1}{R_{\Gamma}} = 0,012 \text{ (См)}$$

Опір штучного заземлювача : $R_{\text{шт}} = \frac{1}{\eta \cdot (n \cdot q_B + q_{\Gamma})}$,

де η - коефіцієнт використання складного заземлювача, його вибираємо з однойменної таблиці.

$$\frac{h}{l_{\Gamma}} = \frac{3,5}{5} = 0,7 \quad \frac{a}{l_{\Gamma}} = \frac{2,5}{5} = 0,5$$

Для визначення η також застосовується метод інтерполяції

$$R_{\text{шт}} = \frac{1}{0,411(8 \cdot 0,0156 + 0,012)} = 17,8 \text{ (Ом)} < 14,87 \text{ (Ом)} - \text{ умова не виконується.}$$

Збільшуємо кількість вертикальних стержнів на 4 шт.

$$R_{\text{шт}} = \frac{1}{0,411(12 \cdot 0,0156 + 0,012)} = 12,19 \text{ (Ом)} < 14,87 \text{ (Ом)} - \text{ умова виконується.}$$

Отже необхідно взяти 12 вертикальних стержнів.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 8. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

Економічний ефект від використання технологічної компенсації реактивної потужності асинхронних електродвигунів досягається за рахунок зменшення втрат потужності у мережі живлення, а також зниження плати за перетоки реактивної електроенергії.

Споживачі електроенергії вносять плату за спожиту активну електроенергію і втрати у споживчій мережі до точки обліку згідно з діючими тарифами. При використанні технологічної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів втрати активної електроенергії у мережі живлення зменшуються на 30-35%, відповідно зменшується плата за спожиту активну електроенергію.

Як визначено діючою методикою розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між електропостачальною організацією та її споживачами користувачі електричної енергії мають вносити плату за споживання і генерацію реактивної електроенергії. Величина плати визначається трьома складовими:

$$П = П1 + П2 - П3,$$

де $П1$ - основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії;

$П2$ - надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності (КРП);

$П3$ - знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації в розрахунковий період.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію для споживачів визначається формулою:

$$П1 = \sum^n (wQ_{cn} + K \cdot wQ_e) \cdot D \cdot T, \text{ грн.},$$

де n - число точок розрахункового обліку реактивної енергії;

wQ_{cn} - споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період,

квар·год;

W_{Q_2} - генерація реактивної енергії в мережу енергопостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період, квар·год;

$K = 3$ - нормативний коефіцієнт урахування збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача;

D - економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує частку впливу реактивного перетоку в точці обліку на техніко-економічні показники в розрахунковому режимі, кВт/квар;

T - середня вартість активної електроенергії за розрахунковий період, грн./кВт·год.

Значення ЕЕРП, базового коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП і коефіцієнта збитків від генерації реактивної потужності із мережі споживача обумовлюються Договором на поставку електроенергії (ДПЕ).

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається формулою:

$$П2 = П1 \cdot C_{баз} (K_{\phi} - 1), \text{ грн.} \quad (8.1)$$

де $П1$ - сумарна основна плата;

$C_{баз}$ - нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП в електричних мережах споживача;

K_{ϕ} - коефіцієнт, що вибирається з Методики розрахунку плати за споживання і перетоку реактивної потужності залежно від фактичного коефіцієнта реактивної потужності споживача $tg\phi$ в середньому за розрахунковий період.

У таблицях цієї Методики введено зони нечутливості надбавки до споживання реактивної потужності, які обмежені значеннями коефіцієнтів потужності:

- для промислових та прирівняних до них споживачів, залізничного і міського електротранспорту - $\cos\phi_2 = 0,97$ ($tg\phi_2 = 0,25$);

- для непромислових, у тому числі сільськогосподарських, споживачів - $\cos\phi_2 = 0,8$ ($tg\phi_2 = 0,75$).

Надбавка починає діяти, якщо фактичний коефіцієнт потужності менший наведених значень $\cos \varphi_e$.

Фактичний коефіцієнт потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{w Q_{cn}}{w P},$$

де $w P$ - споживання активної електроенергії за розрахунковий період, кВт·год;

$w Q_{cn}$ - споживання реактивної електроенергії за той же період, квар·год.

Знижка плати за споживання та генерацію реактивної електроенергії можлива за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого енергопостачальною організацією добового графіка споживання і генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання і генерації та розміри знижки обумовлюються в ДПЕ.

Застосування технологічної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів забезпечує зменшення споживаної асинхронним двигуном реактивної електроенергії та зниження плати за її перетоки.

Вихідні дані для визначення економічної ефективності використання технологічної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів ремонтної майстерні наведені у табл. 1. Приймаємо точку обліку енергії на шинах нижчої напруги споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

Потужність споживана окремим двигуном становить:

$$\text{активна } P_{li} = \frac{P_{ni}}{\eta_{ni}} k_{zi}, \text{ кВт; реактивна } Q_{li} = \left[\frac{P_{li}}{\eta_{ni}} \operatorname{tg} \varphi_{ii} - Q_{ct} \right] k_{zi}^2, \text{ квар,}$$

де P_{ni} - номінальна потужність і-го двигуна, кВт;

η_{ni} - номінальний коефіцієнт корисної дії і-го двигуна;

k_{zi} - коефіцієнт завантаження і-го двигуна;

НУБІП УКРАЇНИ

$$Q_{\text{кв}} = \frac{P_{\text{нi}}}{\eta_{\text{д}}} \cdot \left[\operatorname{tg} \varphi_{\text{нi}} - \frac{1}{1,25} k_{\text{д}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{нi}} \right]$$

квар)

реактивна потужність холостого ходу і-го двигуна,

Таблиця 8.1

Вихідні дані для визначення ефективності технологічної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів ремонтної майстерні

№ п/п	Тип	$P_{\text{н}}$, кВт	$I_{\text{н}}$, А	$\cos \varphi_{\text{н}}$	$\eta_{\text{н}}$, %
1	2	3	4	5	6
1	АИР80В2У3	2,2	4,7	0,87	83
2	АИР71В6У3	0,55	1,74	0,71	67,5
3	АИР132С4У3	7,5	15,1	0,86	87,5
4	АИР132С4У3	7,5	15,1	0,86	87,5
5	АИР71А4У3	1,1	1,7	0,7	70,5
6	АИР80В6У3	1,5	3,05	0,74	74
7	АИР80В4У3	1,5	3,6	0,84	77
8	4АК250М6У3	0,37	1,1	0,87	90,5
9	АИР63В6У3	0,37	1,2	0,69	68
10	АИР56В2У3	0,25	0,74	0,77	68
11	АИР71В6У3	0,55	1,74	0,71	67,5
12	АИР90Л2У3	2,2	5	0,8	83
13	АИР100С4У3	3	6,7	0,85	82
14	АИР132С4У3	7,5	15,1	0,86	87,5
15	АИР132С4У3	7,5	15,1	0,86	87,5
16	АИР132М6У3	7,5	16,5	0,81	85,5
17	АИР71В2У3	1,1	2,5	0,83	77,5
18	АИР100Л4У3	4	8,6	0,84	84
19	АИР56В2У3	0,18	0,66	0,64	64
20	АИР112М4У3	5,5	11,5	0,85	85
21	АИР112М4У3	5,5	11,5	0,85	85
22	АИР71В6У2	0,55	1,74	0,71	67,5
23	АИР80В2У2	1,1	3,05	0,74	74
24	АИР100Л4У3	2,2	5,65	0,76	81
25	АИР100Л4У3	2,2	5,65	0,81	83
26	АИР80А4У3	1,1	2,75	0,75	81
27	АИР56А4У3	0,12	0,44	0,66	63
28	АИР100Л4У3	2,2	5,65	0,81	83
29	АИР63А4У3	0,25	0,85	0,63	68
30	АИР71А4У3	0,55	1,69	0,7	70,5
31	АИР71А4У3	0,55	1,69	0,7	70,5
32	АИР80А6У3	0,75	2,26	0,72	70
33	АИР71А4У3	0,55	1,69	0,7	70,5

34	АИР71В4У3	0,75	2,14	0,73	73
35	АИР71В6У3	0,55	1,74	0,7	68
36	АИР71А6У3	0,37	1,31	0,65	65
37	АИР56В2У3	0,37	1,26	0,86	64
38	АИР80А6У3	0,55	2,26	0,72	80
39	АИР63А4У3	0,25	0,83	0,67	68

Потужність, споживана усіма двигунами ремонтної майстерні, дорівнює:

$$\text{активна } P_1 = \sum_{i=1}^{21} P_{1i}, \text{ кВт, реактивна } Q_1 = \sum_{i=1}^{21} Q_{1i}, \text{ квар.}$$

Сумарні втрати активної потужності у провідниках живлення двигунів обчислюються за формулою:

$$\Delta P_{np} = 3 \sum_{i=1}^{21} \left(\frac{P_{1i} \cdot k_{\eta i}}{\sqrt{3} U_n} \right)^2 R_{np i}, \text{ кВт.}$$

Потужність на ввіді у ремонтну майстерню дорівнює:

$$\text{активна } P_6 = P_1 + \Delta P_{np}, \text{ кВт; реактивна } Q_6 = Q_1, \text{ квар;}$$

$$\text{повна } S_6 = \sqrt{P_6^2 + Q_6^2}, \text{ кВА.}$$

Струм на ввіді у ремонтну майстерню складає: $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_n} \cdot 10^3, \text{ А.}$

Втрати у провідниках вводу (від опори до розподільчого щита майстерні) становлять:

$$\Delta P_6 = 3 \cdot I_6^2 \cdot R_6 \cdot 10^{-3}, \text{ кВт,}$$

де R_6 - опір провідників вводу, Ом.

Втрати у лінії (від підстанції до майстерні) складають:

$$\Delta P_l = 3 \cdot I_l^2 \cdot R_l \cdot 10^{-3}, \text{ кВт,}$$

де R_l - опір лінії, Ом.

Отже, сумарна споживана асинхронними двигунами майстерні потужність становить:

$$P_{сум} = P_1 + P_6 + P_l, \text{ кВт.}$$

Середній час роботи асинхронних двигунів ремонтної майстерні за добу буде становити 5,1 год., а за рік – $5,1 \cdot 365 = 1861$ год.

Таким чином, річне споживання електроенергії асинхронними двигунами ремонтної майстерні становитиме:

активної $wP = P_{\text{сум}} \cdot 1861$, кВт·год; реактивної $wQ = Q_1 \cdot 1861$, квар·год.

Коефіцієнт потужності майстерні визначається за формулою:

$$\cos \varphi = \frac{wP}{\sqrt{wP^2 + wQ^2}}$$

Плата за спожиту асинхронними двигунами майстерні активну електроенергію становить:

$$\Pi_a = wP \cdot T, \text{ грн.},$$

де $T = 0,33$ – середня вартість активної електроенергії за розрахунковий період, грн/(кВт·год).

Розраховуючи плату за перестоти реактивної електроенергії приймаємо $Q_2 = 0$, оскільки генерація реактивної електроенергії у мережу електропостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період відсутня. У відповідності із Методикою для низьковольтної розподільчої мережі економічний еквівалент реактивної потужності буде рівним $D = 0,125$ кВт/квар.

При проведенні розрахунку не враховувалось зменшення втрат активної електроенергії у трансформаторній підстанції та мережі від точки обліку до джерела живлення.

Розрахунки (табл. 7.2) показують, що при використанні технологічної компенсації асинхронних електродвигунів ремонтної майстерні річне споживання активної електроенергії зменшується на 3220 кВт·год (на 3,2%) і становитиме 96140 кВт·год, також суттєво знизиться споживання реактивної електроенергії з 59660 квар·год до 15730 квар·год (на 73,7%). Транспортні втрати активної потужності у мережі живлення (від двигунів до шин нижньої напруги трансформаторної підстанції) зменшуються на 30% і становитимуть 1,9 кВт.

Результати розрахунку ефективності застосування внутрішньої ємнісної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів зведені в табл. 8.2

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП України

Таблиця 8.2

Результати розрахунку ефективності технологічної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів ремонтної майстерні

Показник	Без компенсації	З компенсацією
Споживана асинхронними двигунами активна потужність, кВт	48,94	48,94
Споживана асинхронними двигунами реактивна потужність, квар	32,06	6,320
Втрати активної потужності у провідниках живлення двигунів, кВт	0,946	0,67
Загальний струм споживаний асинхронними двигунами, А	90,09	75,3
Коефіцієнт потужності рем. майстерні	0,67	0,993
Втрати активної потужності у провідниках вводу, кВт	0,779	0,545
Втрати активної потужності у мережі живлення (до ТП), кВт	2,72	1,9
Загальне споживання активної електроенергії за розрахунковий період, тис. кВт·год	99,36	96,14
Загальне споживання реактивної електроенергії, тис. квар·год	59,66	15,73
Плата за спожиту активну електроенергію, грн.	17620	17050
Основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії, грн.	2522	260
Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, грн.	489	23
Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії, грн.	3011	283
Загальна плата за спожиту електроенергію, грн.	20631	17333

Основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії асинхронними двигунами майстерні зменшиться з 2522 грн. до 260 грн., тобто на 2262 грн.

Розрахунками встановлено, що за рахунок використання технологічної компенсації реактивної потужності асинхронних двигунів ремонтної майстерні загальна річна плата за спожиту електроенергію зменшиться на 3298 грн. (15,9%).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1 Закон України «Про енергетику». В редакції від 1 липня 2010 року № 2388-VI

2 Закон України «Про енергозбереження». (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2006, N 15, ст.126)

3 Закон України №555-IV від 20.02.2003р «Про альтернативні джерела енергії»

6 Правила улаштування електроустановок (ПУЕ – 2017).

8 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено

Наказом Міністерства палива та енергетики України за № 258 від 25.07.2006.

Зареєстровано в Міністерстві юстиції України за № 1143/13017 від 25.10.2006.

9 Правила користування електричною енергією. Затверджено постановою НКРЕ 31.07.96 N 28 у редакції постанови НКРЕ від 17.10.2005 N 910.

Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 18 листопада 2005 р. за N 1399/11679

13 Лут М.Т., Мірошник О.В., Трунова І.М. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ. – Харків, Факт, 2008. – 438 с.

19 Лут М.Т., Радько І.П., Волошин С.М. Технології обслуговування та ремонту енергообладнання й засобів автоматизації. -К.ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2013. -849с.

20 Нугер Б.К. Технічне обслуговування і ремонт сільськогосподарських електроустановок. Довідник. - К.: Урожай. 1991. - 176с

21 Несправності силового електрообладнання /О.С.Марченко,

Ю.М.Лавріненко, Є.Л.Жулай, М.Т.Лут та ін. За ред. О.С.Марченка. - К.: Урожай, 1994 - 288с.

22 Гопак А.А. Эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. - К.: Техніка, 1986. -136 с.

24 Энергетический менеджмент / А. В. Праховник, А. И. Соловей, В. В.

Прокопенко и др.; Нац. техн. ун-т Украины. Киев. политехн. ин-т — К., 2001. — 471 с.

25 Соловей О.І. та ін. Енергетичний аудит: Навчальний посібник / О.Г.Соловей, В.П.Розен, Ю.Г. Лега, О.О.Ситник, А.В.Чернявський, Г.В.Курбака. – Черкаси: ЧДТУ, 2005. – 299 с.

26 Боярчук В.М., Тригуба А.М., Луб М.П., Фтома О.В., Лут М.Т., Волошин С.М. Енергетичний менеджмент і аудит в агропромисловому комплексі. – Львів: Сполом, 2014.- 450 с.

27 Корчемний М., Федорейко В., Шербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. – Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. – 984 с.

28 Положення про порядок організації енергетичних обстежень. Затверджене наказом Державного комітету України з енергозбереження 09.04.99 N 27. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 12 травня 1999 р. за N 301/3594

33. Лут М.Т., Радько І.П., Волошин С.М. Облік води і газу.-К. ЦП «Компринт»,2015. – 215с.

34. Лут М.Т., Радько І.П. Технічні засоби і системи обліку електричної енергії.- К. ЦП «Компринт», 2015. -438с.

35. Мартиненко І.І., Лисенко В.П., Гнущенко Л.П., Болбот І.М., Олійник П.В. Проектування систем електрифікації та автоматизації АПК Київ, Інтас. - 2008. – 305 с. Лисенко В. П., Решетюк В. М., Штепа В. М., Заєць Н. А., Мірошник В. О., Дудник

А.О. Системи штучного інтелекту: нечітка логіка, нейронні мережі, нечіткі нейронні мережі, генетичний алгоритм. К., 2014. 336 с.

36. Лисенко В. П., Болбот І. М., Левдея Т. І. Енергоефективна система керування електротехнологічним комплексом промислових теплиць. Технічна електродинаміка. 2019. № 2. С. 78–81.