

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Розробка заходів зниження втрат електричної енергії
в системі електропостачання підприємства обробки деревини**

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Хованський А. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній рівень магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри д.т.н., проф. М.Г. Тарасенко

«02» вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Хованському Андрію Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка заходів зниження втрат електричної енергії
в системі електропостачання підприємства обробки деревини

Керівник проекту (роботи) Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від «23» серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 20 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Параметри споживачів деревопереробного заводу, графіки електричних навантажень підстанцій, паспортні дані обладнання та комутаційних апаратів, що використовуються на деревопереробному заводі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1. Аналітична частина

2. Науково-дослідна частина

3. Технологічна частина

4. Проектно-конструкторська частина

5. Спеціальна частина

6. Обґрунтування економічної ефективності

7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

8. Екологія

Загальні висновки до дипломної роботи

Перелік посилань

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генплан та картограма електричних навантажень деревообробного заводу 1л. ф – А1

2. Однолінійна схема електропостачання деревообробного заводу 1л. ф – А1

3. План розріз ГПП деревообробного заводу 1л. ф – А1

4. План силової мережі лісопильного цеху 1л. ф – А1

5. План освітлювальної мережі лісопильного цеху 1л. ф – А1

6. Схема релейного захисту трансформатора 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Обґрунтування економічної ефективності	Мельник Л. М.. д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **02 вересня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	15.09.2019	
2	Аналітична частина	25.09.2019	
3	Науково-дослідна частина	10.10.2019	
4	Технологічна частина	01.11.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	20.11.2019	
6	Спеціальна частина	01.12.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	10.12.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2019	
9	Екологія	10.12.2019	
10	Висновки	15.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	20.12.2019	

Студент _____
(підпис)

Хованський А. В. _____
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)

Бабюк С. М. _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Хованський А. Б. "Розробка заходів зниження втрат електричної енергії в системі електропостачання підприємства обробки деревини" 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕМ-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор.– 115; рис. - 11 табл. - 37; креслень - 6; джерел - 20; додатків - .

Основною метою роботи є аналіз та розробка заходів зниження втрат електричної енергії в системі електропостачання підприємства обробки деревини.

У дипломній роботі проведено розрахунок електричних навантажень по заводу та на основі отриманих даних побудовано картограму електричних навантажень і графік електричних навантажень. За результатами розрахунків було вибрано місце розташування ГПП і вибрано кількість та потужність силових трансформаторів. Також було вибрано схему внутрішньозаводського електропостачання та розраховано потужність цехових трансформаторних підстанцій та розподільчих пунктів.

В ході виконання дипломного проекту були проведені розрахунки реактивної потужності, яка підлягає компенсації, був проведений вибір вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму, трансформаторів власних потреб підстанції, ОПН, засобів релейного захисту.

Перелік ключових слів: ЦЕНТР ЖИВЛЕННЯ, РОЗПОДІЛЬНИЙ ПУНКТ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЗАВОД, КАБЕЛЬНА ЛІНІЯ, ЦЕХОВА ПІДСТАНЦІЯ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

ANNOTATION

Khovanskyi A. Development of activities for decreasing of electricity losses in the power supply system of the woodworking enterprise. 141 Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering EEM-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Page – 115; Illustrations – 11; Tables – 37; Blueprints – 6; Sources – 20; Applications – -.

The primary purpose of work are an analysis and development of measures of decline of losses of electric energy in the system of power supply of enterprise of treatment of wood.

In diploma work the calculation of the electric loading is conducted on a plant and on the basis of the obtained data картографу of the electric loading and graphic arts of the electric loading is built. On results calculations the place of location of ГПП was chosen and an amount and power of power transformers are chosen. The chart of inside factory power supply was also chosen and power of workshop transformer substations and distributive points is expected.

During implementation of diploma project there were the conducted calculations of reactive-power that is subject to indemnification, there was the conducted choice of switches, disconnectors, transformers of current, transformers of own necessities of substation, facilities of relay defence.

Keywords: CENTER of FEED, DISTRIBUTIVE POINT, POWER SUPPLY, PLANT, CABLE BUS, WORKSHOP SUBSTATION, SHORT CIRCUIT, RELAY DEFENCE.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	10
1.1 Втрати електричної енергії в системі електроспоживання	10
1.2 Цехові електричні мережі напругою до 1000 В	11
1.3 Схеми електричних мереж напругою до 1000 В	11
1.4 Конструктивне виконання цехових мереж та підстанцій	12
1.5 Облік електричної енергії	14
1.6 Коротка характеристика підприємства	17
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	19
2.1 Втрати електричної енергії в системі електроспоживання	19
2.2 Цехові електричні мережі напругою до 1000 В	22
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	29
3.1 Розрахунок електричних навантажень	29
3.1.1 Вибір напруги внутрішньозаводського електропостачання	29
3.1.2 Розрахунок освітлювального навантаження	29
3.1.3 Розрахунок силових навантажень	32
3.2 Картограма навантажень і визначення умовного центру електричних навантажень	35
3.3.1 Загальні відомості	35
3.3.2 Визначення центру електричних навантажень	38
3.3 Побудова графіків електричних навантажень	39
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	44
4.1 Вибір числа і потужності трансформаторів ГПП	44
4.1.1 Основні положення	44
4.1.2 Вибір трансформаторів головної понижувальної підстанції	44
4.2 Вибір схеми внутрішнього електропостачання	48
4.3 Вибір числа і потужності цехових трансформаторів	48
4.3.1 Основні положення	48
4.3.2 Вибір цехових трансформаторів	50
4.4 Компенсація реактивної потужності	51
4.4.1 Вибір потужності конденсаторних батарей в мережі до 1 кВ	51
4.4.2 Вибір потужності конденсаторних батарей в мережі 10 кВ	52
4.5 Розрахунок струмів короткого замикання	53
4.6 Вибір основних елементів схеми електропостачання напругою вище 1 кВ	56
4.6.1 Вибір комутаційного обладнання	56
4.6.2 Вибір шин на головній понижувальній підстанції	59
4.6.4 Вибір трансформатора напруги	61

	6
4.6.5 Вибір кабельних мереж 10 кВ	<u>62</u>
4.6.6 Вибір трансформатора власних потреб	<u>65</u>
4.7 Розрахунок цехової низьковольтної мережі	<u>67</u>
4.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі напругою до 1000 В	<u>67</u>
4.7.2 Вибір обладнання в мережі напругою до 1000 В	<u>71</u>
4.7.3 Розрахунок занулення	<u>73</u>
4.8 Релейний захист і автоматика	<u>74</u>
4.8.1 Релейний захист трансформаторів головної понижувальної підстанції	<u>74</u>
4.8.2 Газовий захист	<u>74</u>
4.8.3 Поздовжній диференціальний струмовий захист	<u>75</u>
4.8.4 Струмова відсічка	<u>78</u>
4.8.5 Захист від багатofазних коротких замикань на стороні низької напруги	<u>79</u>
4.8.6 Резервний захист від міжфазних коротких замикань	<u>80</u>
4.8.7 Захист від перевантажень	<u>81</u>
4.8.8 Захист трансформаторів цехових підстанцій	<u>82</u>
4.8.9 Автоматика	<u>83</u>
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	<u>84</u>
5.1 Автоматичний захист асинхронного двигуна від перевантаження і нагріву	<u>84</u>
5.1.1 Пристрої вбудованого температурного захисту	<u>84</u>
5.1.2 Пристрій ЗОУП-25	<u>87</u>
5.1.3 Універсальний блок захисту асинхронних електродвигунів УБЗ-301	<u>89</u>
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	<u>91</u>
6.1 Визначення капітальних вкладень	<u>91</u>
6.2 Визначення річних експлуатаційних витрат	<u>92</u>
6.3 Складання кошторису електроенергетичних витрат	<u>94</u>
6.4 Розрахунок поточних витрат на обслуговування електроустаткування	<u>99</u>
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	<u>102</u>
7.1 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників	<u>102</u>
7.2 Заходи по зниженню негативної дії небезпечних і шкідливих виробничих чинників	<u>105</u>
7.3 Підвищення стійкості функціонування організацій в надзвичайних ситуаціях	<u>108</u>
8 ЕКОЛОГІЯ	<u>110</u>
8.1 Актуальність охорони навколишнього середовища	<u>110</u>
8.2 Заходи по зниженню шумового забруднення довкілля	<u>111</u>
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	<u>113</u>
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	<u>114</u>

ВСТУП

Актуальність теми.

Важливою особливістю систем електропостачання є неможливість створення запасів основного використовуваного продукту – електроенергії. Уся отримана електроенергія негайно споживається. При непередбачених коливаннях навантажень потрібна точна і негайна реалізація системи керування, яка б компенсувала дефіцит, що виник.

Від надійного і безперебійного електропостачання залежить робота промислового підприємства. Для ефективного функціонування підприємства схема електропостачання повинна забезпечувати належний рівень надійності і безпеки.

За структурою або принципу роботи, характеру встановленого обладнання система електропостачання припускає застосування автоматизації, що дозволяє підвищити рівень надійності і безпеки роботи системи і обслуговування відповідно.

При розробці сучасних систем електропостачання широко використовується комп'ютерна техніка, яка дозволяє детальніше провести аналіз роботи системи в різних режимах і вибрати найбільш економічний варіант при розробці схеми і виборі її елементів.

Профіль проектного підприємства: виготовлення комплектів сучасних дерев'яних будинків з клеєного бруса, панельних і каркасних за канадською технологією, виробництво віконних і дверних блоків, будівельних листів з цементно-стружкових плит, дерев'яних профільних матеріалів, меблевого і столярного клеєного щита для комплектації будівництва. На виробництві використовуються технології і обладнання провідних західних фірм, екологічно чисті сертифіковані матеріали.

Система електропостачання промислових підприємств створюється для живлення електроенергією промислових електроприймачів, до яких відносяться

електродвигуни до різних установок і механізмів, електричні печі, преси, освітлювальні установки і т. і.

Сучасні СЕП промислових підприємств забезпечують необхідну ступінь надійності електропостачання, якість електроенергії. Забезпечують економію електроенергії та інших матеріальних ресурсів.

Виконання цих завдань забезпечується такими складовими електричних мереж: лініями електропередачі, трансформаторними підстанціями, розподільчими пристроями та комутаційними пунктами, засобами регулювання напруги, пристроями для підтримання якості електроенергії. Автоматизація мереж електропостачання, впровадження технологічних установок приводять до зменшення втрат електричної енергії.

Мета і завдання дослідження.

Метою дипломної роботи є проведення аналізу системи електропостачання підприємства на основі діючих методів розрахунку із розробкою заходів зі зниження втрат електричної енергії та потужності.

Відповідно до вказаної мети розв'язувалися наступні завдання:

- аналіз заходів зі зниження втрат електричної енергії в системі електроспоживання;
- аналіз схеми електропостачання та графіка електричного навантаження підприємства, з метою визначення доцільності модернізації;
- розрахунок силових та освітлювальних навантажень, з вибором схем електропостачання та освітлювальної мережі.
- вибір оптимального числа і потужності трансформаторів, засобів компенсації реактивної потужності.
- розрахунок струмів короткого замикання, та вибір високовольтного та низьковольтного електрообладнання, раціональні перетини кабелів і проводів;
- розробка заходів для підвищення захисту елементів системи електропостачання.

Об'єкт дослідження – системи електропостачання підприємства обробки деревини.

Предмет дослідження – заходи зниження втрат електричної енергії підприємства.

Наукова новизна отриманих результатів:

Дістало подальший розвиток дослідження методів та способів зниження втрат потужності в електричних мережах промислових підприємств.

Практичне значення отриманих результатів.

Проведено модернізацію схеми електропостачання заводу, що дозволила підвищити надійність електропостачання, зменшити ймовірність аварій і , як наслідок, недовипуску продукції та простою електрообладнання;

Запропоновано технічні засоби та способи захисту асинхронних двигунів від перевантаження та нагріву.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів "Актуальні задачі сучасних технологій", на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (20 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 115 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Втрати електричної енергії в системі електроспоживання

Передача електроенергії від джерел живлення до електроустановок обов'язково пов'язана з втратою частини потужності і енергії в системах електропостачання від джерел струму до споживачів.

На втрати потужності і електроенергії впливає струм, що протікає по дротах лінії. Він визначається потужністю, що передається по лінії, і величиною підведеної напруги. Вживання підвищеної напруги у високовольтних і низьковольтних мережах, наприклад 10 кВ замість 6 кВ і 380 В і 657 В замість 220 в, а також вживання на підприємстві глибокого введення напругою 35 кВ і вище значно знижує втрати потужності і електроенергії в електричних мережах. Особливе значення для величини втрати потужності електроенергії має коефіцієнт потужності.

Втрати в трансформаторах залежать від числа годин включення трансформатора T_v . Тому однією з умов, що забезпечують економію електроенергії в трансформаторах, є усунення холостих ходів при малих завантаженнях, що можна здійснити, якщо в робочий час живлення забезпечувати від одного трансформатора. При цьому живлення споживачів повинне забезпечуватися наявністю перемичок між підстанціями на вторинній напрузі .

Іншою умовою, що забезпечує економію електроенергії в трансформаторах, є встановлення раціонального режиму роботи включених трансформаторів, що забезпечується оптимальним коефіцієнтом їх завантаження, який залежить від співвідношення між активними і реактивними складовими втрат.

1.2 Цехові електричні мережі напругою до 1000 В

Електричні мережі, призначені для передачі і розподілення електричної енергії, повинні забезпечувати надійну дію силових і освітлювальних установок і бути безпечними для обслуговування.

Електричні матеріали і устаткування, вживані для монтажу електромережі, вибирають з врахуванням вимог і особливостей навколишнього середовища і технологічного процесу даного підприємства; при цьому втрати напруги і втрати електроенергії повинні відповідати встановленим нормам, а експлуатаційні витрати бути мінімальними.

1.3 Схеми електричних мереж напругою до 1000 В

Розподіл електроенергії на напрузі до 1000 В може проводитися по радіальних і магістральних схемах.

Радіальна схема, дає можливість жити, безпосередньо від щита низької напруги, підстанції споживачів з великою потужністю або розподільні пункти (РП), до яких підключаються окремі приймачі електричної енергії. При такій схемі збільшуються майдани виробничих приміщень за рахунок великого числа РП і кількості апаратури на щиті, а також протяжність мережі, що приводить до збільшення капітальних витрат. Проте ця схема, як і радіальна схема на напругу вище 1000 в, дає велику надійність і простоту в експлуатації.

При магістральній схемі можна жити однією лінією декілька зосереджених навантажень, наприклад декілька цехів, розподільних пунктів. Окремі приймачі можуть приєднуватися до них магістральними або радіальними лініями.

Для декількох цехів, що мають правильне планування електропримачів, застосовується також безпосереднє підключення приймачів до живильного (магістрального) або до розподільчому шинопроводу, який живиться від щита низької напруга підстанції або безпосередньо від трансформатора.

При схемі живлення блок трансформатор-магісталь магістральні шинопроводи, що йдуть від підстанції, прокладаються на недоступній висоті.

Розподільчі шинопроводи підключаються до живлячого шинопроводу через відповідну захисну апаратуру. Приймачі електроенергії, значно віддалені від шинопроводів, живляться від розподільних пунктів, що підключаються до найближчих шинопроводів.

1.4 Конструктивне виконання цехових мереж та підстанцій

У залежності від прийнятої схеми електропостачання й умов навколишнього середовища цехові електричні мережі виконуються шинопроводами, кабельними лініями і проводами.

Розподільчі магістралі виконуються комплектними шинопроводами серій EX-A-08-4-4-0 на струми до 800 А. Шинопроводи виготовлені в захищеному виконанні і призначені для встановлення в цехах з нормальним середовищем. Електроприймачі підключаються до ШРА через відгалужувальні коробки кабелем або проводом, прокладеним у трубах, коробах чи металорукавах. Кріплення ШРА виконується на висоті 1,5 м над підлогою стійками, кронштейнами. На кожній секції ШРА довжиною 3 м мається 8 відгалужувальних коробок з запобіжниками з рубильниками.

Багаторічний досвід застосування й експлуатації розподільних шинопроводів на підприємствах нашої країни і за кордоном підтвердив їх надійність, безвідмовність у роботі, безпеку і маневреність в експлуатації.

Розподільну силову мережу, прокладену в трубах, показують по найкоротшим відстаням. У нанесеного на план електроприймача (силової розподільної шафи) у чисельнику вказують номер електроприймача, а в знаменнику - номінальну потужність.

Над лінією силової мережі, що йде до електроприймача, позначається марка кабелю, провода і спосіб прокладки.

Цехові підстанції обираються, як правило, комплектними типу КТП.

Сучасні цехові ТП з боку низької напруги обладнані шафами з високовольтними автоматичними вимикачами типів АВ і “Е” (“Електрон”). Для приєднання ввідних ліній застосовуються шафи типів ВВ-1, ВВ-2, а для приєднання ліній, що відходять – шафи типів КРН та інші з автоматичними вимикачами на струми 250, 400, 600 А. На двотрансформаторних ТП між секціями встановлюється спеціальна шафа з секційним вимикачем, який постачається пристроєм автоматичного включення резерву (АВР).

Головними факторами які визначають конструкцію цехової ТП і її принципову схему електричних з'єднань, є схеми силової і освітлювальної мережі, підключення конденсаторних установок.

При конструюванні цехової ТП для кожної живлячої лінії, вказаної на схемі електропостачання, повинна бути передбачена відповідна шафа з автоматичним вимикачем. Номера шаф на схемі електропостачання повинні відповідати номерам на виді спереду креслення конструктивного виконання цехової ТП. При дворядному розташуванні трансформаторів цехової ТП ряди з'єднують шинним містом.

Схема електропостачання цеху є завершальним ступенем розробки СЕП. На ній зображують всі електроприймачі, розподілені пункти, шинопроводи, силові і освітлювальні мережі, трансформаторні підстанції, кабельні лінії напругою 0,4...35 кВ і комутаційно-захисна апаратура; тип електрообладнання, марка, переріз, довжина проводів і кабелів, тип автоматів і запобіжників з розрахованими для них номінальними струмами розчіплювачів і плавких вставок та ін.

1.5 Облік електричної енергії

Технологія роботи на ринку електроенергії висуває нові вимоги до приладів і систем обліку електроенергії.

Багаторічні зусилля із організації державного оптового ринку електроенергії і потужності показали, що стан обліку сьогодні гальмує створення єдиного оптового ринку електроенергії України. Адже точність і достовірність інформації, яка буде зрештою використана у фінансових розрахунках, в першу чергу залежить від того, в якому стані знаходяться вимірювальні комплекси. А у вимірювальний комплекс окрім лічильника електроенергії, входять вимірювальні кола, трансформатори струму і напруги.

Коли електроенергія коштує дешево, то, природно, встановлювати хороші лічильники не вигідно. І досі у багатьох місцях застосовуються електромеханічні лічильники класів точності 1, 0 і 2,0. При зниженні рівня споживання такі прилади можуть і не зафіксувати те, що електроенергія споживається. Часто зустрічається і невідповідність типу лічильника тому, який має бути встановлений. Ремонти лічильників проходять по 5-6 разів за період експлуатації.

Існуюча система зняття показів, коли працівник підприємства щодня обходить підряд усі лічильники, списує їх покази в журнал, не призводить до підвищення точності обліку.

Трансформатори струму і напруги часто переобтяжені, працюють не в класі точності і на параметрах, що сильно відрізняються від номінальних.

Захисту від несанкціонованого доступу до вимірювальних кіл практично не існує. Ревізія у вимірювальних колах, особливо у споживачів електроенергії, не проводилася з моменту будівництва підприємства і введення його в експлуатацію.

У вимірювальні кола, як правило, окрім електrolічильників, включені облаштування релейного захисту, датчики телемеханіки, вимірювальні прилади, які обслуговуються абсолютно іншими підрозділами, що мають

доступ до цих кіл. Природно відбувається іноді, навіть ненавмисне, втручання в роботу вимірювальних кіл, яке призводить до порушення обліку електричної енергії.

Неточності, розкрадання, крадіяство, втрати електроенергії, пов'язані з недообліком, призводять до збитку кожного з учасників ринку. Сьогодні енергетика влаштована таким чином, що витрати виробника, що не окупилися, неминуче будуть компенсовані підвищенням тарифів для усіх споживачів. У цій ситуації страждають, передусім, ті споживачі, які якраз мають точний облік і своєчасно оплачують електроенергію.

Оснащення точок обліку лічильниками електроенергії класів точності 0,28 і 0,58 дозволить понизити втрати, пов'язані з неправильним аналізом балансу про прихід-витрату електроенергії, виявити неврахованих споживачів, присікти крадіяство електроенергії і понизити комерційні втрати, що відносяться до втрат в мережах.

Підприємства, бажаючи працювати на ринку, повинні будуть встановити сучасне устаткування і впровадити автоматизовані системи контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ).

АСКОЕ призначена для виміру і обліку електричної енергії і потужності, а також автоматичного збору, обробки і зберігання даних з лічильників електроенергії і відображення отриманої інформації в зручному виді для аналізу і діагностики роботи обліку.

Система комерційного обліку повинна включати:

- лічильники відповідного класу точності і функціональності.
- пристрої збору і передачі даних (ПЗПД).
- канали зв'язку.
- станції обробки даних (ПК, ЕОМ).
- програмні засоби.

Початковою інформацією для АСКОЕ служать дані, що отримуються від лічильників електричної енергії, уставлених на межах розділу учасників ринку.

Лічильники - найважливіший елемент АСКОЕ. Якщо в попередні роки застосовувалися електронні лічильники, які мали тільки імпульсний вихід, то зараз, коли лічильники вже будуються на базі мікропроцесорів і мають можливість вимірювати або обчислювати безліч різних параметрів, повинні застосовуватися лічильники з цифровими виходами і можливістю працювати з комп'ютером.

Крім того, повинні мати цифрові інтерфейси і високі показники напрацювання на відмову, не менше 35 тис. годин. Застосування мікропроцесорних лічильників, з цифровим виходом дозволяє вирішувати додаткові завдання, які забезпечать діагностику системи, дозволять контролювати моменти відключення живлення, відхилення напруги, зберігати дані профілю навантаження (30-хв. і 5-хв. інтервали).

Пристрої збору, обробки і передачі даних (ПЗПД) призначені для збору, обробки, зберігання даних, отриманих з лічильників електроенергії і передачі їх на верхній рівень. На базі ПЗПД будуються локальні (об'єктові) системи.

Основні функції ПЗПД :

- збір з лічильників і датчиків первинних вимірів.
- обробка первинних вимірів
- ведення архівів вимірів.
- контроль працездатності локальної системи.
- комунікації з вищестоящим і локальним рівнями.
- захист від несанкціонованого доступу.
- налаштування (конфігурація) під конкретний об'єкт.

Організація надійних каналів зв'язку - одне з найважливіших завдань, яке доводиться вирішувати при побудові систем АСКОЕ. Точки обліку, як правило, віддалені одна від одної. А інформацію від лічильників необхідно передати не лише в ПЗПД, але і у багато підрозділів самого підприємства.

Існуючі нині системи збору інформації від суб'єкта в центр побудовані на ієрархічному принципі. З лічильника списуються покази, а далі інформація передається по ланцюжку: ПІДСТАНЦІЯ – (Енергозбут) - ОДУ – ЦДУ. В

процесі передачі за таким принципом інформація може спотворюватися. Ручне введення і обробка даних також впливає на точність і достовірність передачі комерційних даних.

Зараз опрацьовується така система збору інформації, яка дозволить суб'єктові ринку передати дані безпосередньо в головний центр збору і обробки інформації.

Для передачі інформації між лічильниками, ПЗПД і верхніми рівнями АСКОЕ використовуються різні види каналів зв'язку :

- волоконно-оптичні лінії .
- кабельні лінії.
- радіорелейні лінії.
- ВЧ канали по ВЛ.
- радіозв'язок.

Десь це може бути волоконно-оптичний кабель, десь радіоканал або стільниковий зв'язок. У будь-якому випадку необхідно таким чином організувати передачу даних, щоб витрати на зв'язок були мінімальні.

Дані, отримані лічильником електроенергії без яких-небудь спотворень, надійно і швидко будуть передані в центри збору інформації, де будуть використані для аналізу виробництва і збуту електроенергії і для проведення фінансових розрахунків.

Для організації торгівлі на оптовому ринку електроенергії, забезпечення розрахунків за електроенергію, що поставляється, і послуги, наданню рівних умов для усіх учасників оптового ринку електроенергії, для розробки правил оптового ринку і контролю за їх дотриманням буде створений адміністратор торгової системи (АТС).

1.6 Коротка характеристика підприємства

До першої категорії надійності по електропостачанню відносяться: компресорна; котельна. До другої категорії надійності по електропостачанню

відносяться: виробничі лінії лісопильного цеху; цех по виробництву віконних блоків; технологічні установки цехів житлового будівництва і брусого житлового будівництва; агрегати і верстати механічного цеху; столярний цех.

При проектуванні електропостачання заводу враховуємо в розрахунках і виборі електрообладнання наступні кліматичні параметри: район кліматичних умов по ожеледі – II, за вітром – II; розрахункова температура повітря максимальна – +36°C, мінімальна – -30°C, середньорічна – +5°C; число грозового годинника в році – 40-60; нормативна глибина промерзання ґрунту – 24,2 см.

До складу підприємства входять шість основних цехів, що випускають продукцію (лісопильний, цех брусого житлового будівництва, погонажних виробів, цементно-стружкових плит, цех по виробництві віконних блоків, столярний цех) і шість обслуговуючих цехів (механічний, паросилове господарство і інженерні мережі, автобаза, цех по сушці пиломатеріалів, відвантаження готової продукції).

Початкові дані споживачів підприємства представлені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Початкові дані споживачів підприємства

Цехи і великі електроприймачі підприємства	Категорія надійності	$P_{ном},$ кВт	K_n
Цех №4 Цементно-стружкових плит	II	2420	0,66
Цех №2 Брусого житлового будівництва	II	1510	0,5
Компресорна	I	1450	0,75
Котельна	I	2250	0,7
Цех №10 Полістирол	III	1630	0,5
Цех №3 Лісопильний	II	1890	0,5
Цех №6 Житлове будівництво	III	2740	0,45
Цех №8 Столярний	III	1540	0,65
Цех №4 Лінія по забарвленню ЦСП	III	2270	0,8
Ширвжиток	III	990	0,62
Цех №3 Лісопильний	II	630	0,5
Цех №5 Виробництво віконних блоків	II	3910	0,43
Разом по підприємству		23230	

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Класифікація заходів із зниження втрат електричної енергії

Втрати поділяються на технічні, організаційні і комерційні. Виходячи з особливостей отримання ефекту, заходи із зниження втрат електроенергії можуть бути розділені на чотири групи (рис. 2.1):

- заходи по вдосконаленню керування режимами електричних мереж;
- заходи по автоматизації керування режимами електричних мереж;
- заходами по реконструкції електричних мереж;
- заходами по вдосконаленню обліку електроенергії.

Організаційні заходи із зниження втрат передбачають вдосконалення обслуговування, оптимізацію схем мереж і режимів їх роботи:

- впровадження програмного забезпечення, проведення розрахунків по вибору МЗВ і оцінці їх економічних показників;
- розробку плану заходів;
- випуск організаційно-розпорядних документів, що встановлюють відповідальність підрозділів за ті або інші складові втрат і проведення заходів по їх зниженню у встановлені планом терміни;
- розробка систем стимулювання персоналу до зниження втрат електроенергії;
- введення системи контролю за проведенням робіт по зниженню втрат електроенергії і відповідної системи обліку і аналізу;
- виділення засобів і матеріальних ресурсів для придбання необхідного обладнання, його доставки і встановлення;
- встановлення в договорах електропостачання умов споживання реактивної енергії споживачами відповідно до діючих нормативних документів.

Перераховані роботи і дії не є заходами по зниженню втрат і безпосереднього ефекту, що виражається в зниженні втрат, не мають.

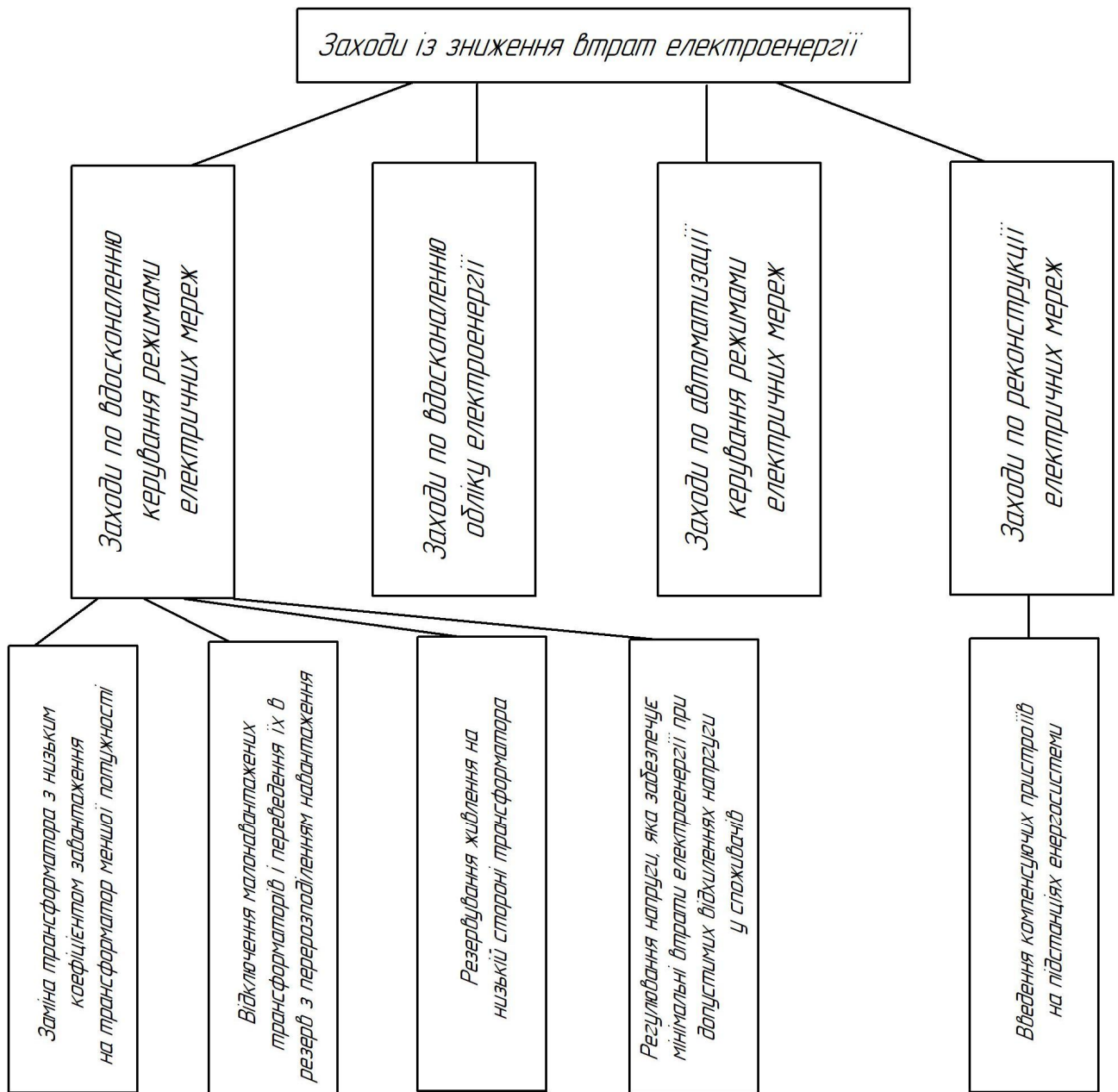


Рисунок 2.1 – Заходи із зниження втрат електричної енергії.

Заходи кожної з перелічених груп мають організаційні і технічні аспекти.

До технічних аспектів МЗВ відносяться:

- реалізація оптимального керування режимами електричних мереж;
- встановлення і введення в дію технічних засобів зниження втрат електроенергії, засобів телевимірювань параметрів режиму електричних мереж і автоматичних пристроїв керування режимами;
- реалізація споживачами режимів споживання реактивної енергії, встановлених в договорах електропостачання.

Відносно останнього заходу слід мати на увазі, що енергопостачальна організація не може гарантувати реалізацію споживачами встановлених режимів споживання реактивної енергії, оскільки споживач має право, як і витримувати їх, так і оплачувати відхилення від них. У другому випадку зниження втрат не відбувається, енергопостачальна організація лише отримує за них грошову компенсацію.

До заходів із вдосконалення керування режимами електричних мереж відносяться:

- реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище по реактивній потужності і напрузі;
- проведення перемикань в робочій схемі мережі, що забезпечують зниження втрат електроенергії за рахунок перерозподілу потоків між елементами;
- переведення невикористовуваних генераторів станції в режим СК при дефіциті реактивної потужності у вузлі;
- здійснення регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6-110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії при допустимих відхиленнях напруги у споживачів електроенергії;
- розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням в точках споживачів, що забезпечують електропостачання, при мінімальних сумарних втратах електроенергії в мережах 6-35 кВ і вище;
- відключення в режимах малих навантажень одного з трансформаторів підстанції з двома і більше трансформаторами;
- вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ.

Заходи по автоматизації керування режимами електричних мереж полягають у встановленні і введенні в роботу:

- автоматичних регуляторів напруги трансформаторів з РПН;
- автоматичних регуляторів реактивної потужності її джерел;
- засобів телевимірювань.

До заходів по реконструкції електричних мереж відносяться:

- розукрупнення підстанцій, введення додаткових ПЛ і трансформаторів для розвантаження перевантажених ділянок мережі, переміщення трансформаторів з однієї підстанції на іншу з метою нормалізації їх завантаження, введення додаткових комутаційних апаратів і тому подібне;
- введення компенсуючих пристроїв (КУ) на підстанціях енергосистеми;
- введення технічних засобів регулювання напруги (трансформаторів з подовжньо-поперечним регулюванням, вольтододаткових трансформаторів, трансформаторів з РПН і т. д).

До заходів по вдосконаленню обліку електроенергії відносяться:

- забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів і електролічильників в допустимих умовах (відсутність перевантаження вторинних кіл ТС і ТН, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрації підставок лічильників і так далі);
- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками із номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;
- заміна існуючих приладів обліку на прилади з поліпшеними характеристиками;
- встановлення приладів технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік);
- періодичні перевірки умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

2.2 Економія електричної енергії при внутрішньозаводському електропостачанні

ОРГАНІЗАЦІЙНІ АСПЕКТИ

- розробка стратегічного плану і тимчасового графіку впровадження мір зниження втрат (МЗВ);

- проведення розрахунків по вибору і оцінці оптимальних МЗВ;
- розподіл відповідальності підрозділів за втрати і проведення заходів по економії в необхідні терміни;
- стимулювання і преміювання;
- системи планування і контролю;
- матеріально-технічні ресурси для реновації устаткування;
- договори електропостачання;
- пропаганда результатів ефективної енергетичної політики.

ТЕХНІЧНІ АСПЕКТИ

- вимір виробничих показників і збір в загальну базу даних;
- реалізація оптимального управління режимами ЕП;
- установка і введення в дію технічних засобів зниження втрат ЕЕ;
- установка і введення засобів вимірів і автоматики;
- реалізація споживачами режимів споживання реактивної енергії, встановленої в договорах електропостачання.

Вимоги міжнародного стандарту ISO:9001 до системи управління якістю на підприємстві орієнтують на вимір, аналіз, контроль і поліпшення виробничих процесів, зокрема, відносно управління енергоресурсами. З метою підвищення ефективності електроспоживання (ЕП) в інфраструктурі малих підприємств необхідно впроваджувати систему управління енергозбереженням і внутрішнього енергоаудиту. Це не вимагає великих витрат, але припускає реорганізацію технологічних і електричних служб, задіяних в забезпеченні підприємств енергетичними ресурсами, мобілізацію сил, морального настрою в проведенні енергозбережних заходів.

Завдання управління енергозбереженням

1. Організація обліку споживання електроенергії вкупі із створенням інформаційних автоматизованих баз даних за параметрами споживання електроенергії з відповідним програмним забезпеченням.

2. Здійснення контролю ефективності використання електроенергії.

Перегляд існуючих норм, правил, регламентів, що визначають витрату електроенергії в частині енергозбереження.

3. Виявлення джерел нераціонального використання енергоресурсів. Одночасно потрібна розробка заходів по зниженню споживання електричної енергії (МСП) для регулювання об'ємів споживання енергоресурсів.

Потрібне також урахування специфіки виробництва і змін в макроумовах господарювання, істотне розширення наявної інформаційної бази, що дозволить чіткіше характеризувати економічну обстановку і дасть можливість приймати ефективніші виробничо-технічні рішення.

Не обійтися тут і без методів дослідження і спеціального математичного апарату з використанням положень багатовимірної статистичного аналізу, описової статистики, регресійного аналізу, кластер-процедур і аналізу тимчасових рядів ЕП. Методи визначаються кожним з поставлених завдань і відповідно до керівництва по статистичних методах стосовно міжнародного стандарту ISO 9001:1994. Виробнича програма підприємства випробовує неминучі поштовхи і кидки, обумовлені як зовнішнім ринком «споживача», так і внутрішнім ринком «постачальника». Аналіз цих екстремумів і дослідження прихованої тенденції зміни ринку покликаний допомогти підприємству уникнути несприятливих наслідків цих поштовхів. Порівняльний аналіз дозволить знайти оптимальний мінімум енергетичних витрат при відповідному завантаженні підприємства, а також визначити необхідний перелік економічно обгрунтованих організаційно-технічних заходів по проведенню ефективної енергозберігаючої політики. Розгорнута технологічна і технічна структура управління малим багатомономенклатурним підприємством представлена на схемі рис. 2.2.

Чотири групи заходів по зниженню втрат

Виходячи з особливостей отримання ефекту, заходи по зниженню втрат електроенергії для досліджуваних малих підприємств можуть бути розділені на чотири групи:

- заходи по вдосконаленню управління режимами споживання

електроенергії;

- заходи по автоматизації управління режимами електроспоживання (регулювання графіків навантаження і так далі);
- заходи по реконструкції усередині заводської системи електропостачання;
- заходи по вдосконаленню обліку електричної енергії.

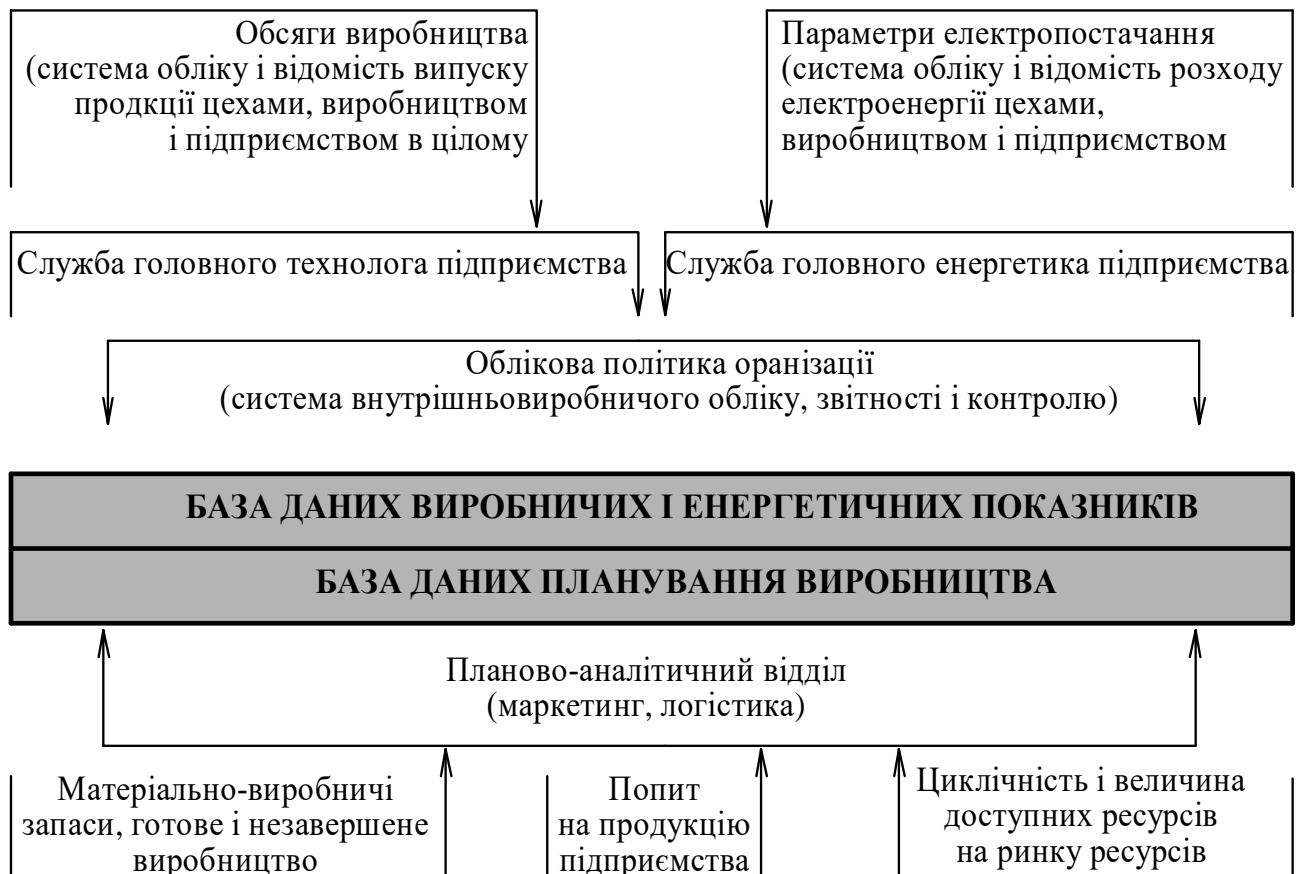


Рисунок 2.2 – Адміністративно-технологічна організація і структура комплексного підходу до аналізу, нормування і прогнозування параметрів електропостачання

Управління режимами електроспоживання.

- Перемикання в робочій схемі електропостачання, що забезпечують зниження втрат ЕЕ за рахунок зменшення втрат холостого ходу і втрат за рахунок перерозподілу потоків в елементах (наприклад, відключення на підприємствах з двома і більше трансформаторами в режимах малих навантажень одного з них);

- регулювання напруги в точках живлення для мінімізації втрат ЕЕ при його допустимих відхиленнях у споживачів (установка косинусних конденсаторів і так далі);

- зниження споживання потужних електродвигунів постійного струму заміною їх на асинхронні з частотним регулюванням;

- вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ.

Автоматизація управління режимами електроспоживання.

Установка і введення в роботу:

- автоматичних регуляторів напруги трансформаторів з РПН;
- автоматичних регуляторів реактивної потужності;
- засобів телевимірювань.

Реконструкція системи електропостачання

- введення компенсуючих пристроїв на підстанції підприємства;
- введення технічних засобів регулювання напруги (трансформаторів з подовжньо-поперечним регулюванням, вольтододаткових трансформаторів, РПН і так далі);

- введення додаткових комутаційних апаратів.

Вдосконалення обліку електричної енергії

- забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів і електролічильників в допустимих умовах (відсутність перевантаження, необхідна температура, відсутність вібрацій підстав лічильника і так далі);

- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками і з номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;

- заміна існуючих приладів обліку;
- періодичні перевірки умов роботи електролічильників.

Приклади впровадження МЗВ

Розроблена методика аналізу, нормування і короткострокового прогнозування параметрів електроспоживання впроваджена в структуру

управління і планування господарської діяльності молочного заводу. На основі проведених досліджень на підприємстві були виявлені цехи з можливою перевитратою електроенергії і потенційно відповідні для впровадження МЗВ. Питоме споживання електричної енергії в цих цехах було нестійким і непропорційним зміні виробничих потужностей. Наведемо два приклади впровадження МЗВ.

Використання перетворювачів частоти.

У одному з цехів сушки на головному вентиляторі встановлений електродвигун постійного струму потужністю 37 кВт. В якості МЗВ було запропоновано використання асинхронних двигунів з перетворювачами частоти. До справжнього моменту у світовій практиці широко використовується частотно-керований електропривод із стандартними короткозамкнутими асинхронними електродвигунами загального застосування. Це обумовлено появою великої кількості досконалих і відносно недорогих перетворювачів ЧРП, побудованих на сучасній елементній базі.

Застосування ЧРП дозволяє економити споживання ЕЕ за рахунок точного і оптимального регулювання швидкості у складі механізмів; збільшити об'єм продукції, що випускається, і продуктивність технологічного устаткування; понизити втрати сировини; підвищити якість продукції; зменшити витрати на дорогий ремонт двигунів постійного струму. Головним параметром при виборі частотного перетворювача є споживаний електричний струм двигуна, оскільки він визначає режим роботи вихідних силових транзисторів. Необхідно враховувати, що частотне регулювання електроприводів має свою специфіку і обмеження.

При виборі і установці ЧРП необхідно звернути увагу на питання електромагнітної сумісності, оскільки ключі в інверторі комутують значний струм навантаження за час 0,1...1 мкс, створюючи серйозні електромагнітні завади. Впливає ЧРП і на якість електричної енергії в живлячій мережі, засмічуючи її вищими гармоніками. В найближчому майбутньому це може привести до надбавок до тарифу на ЕЕ. Необхідно передбачити охолодження

регульованого двигуна на низькій частоті обертання.

Сьогодні на ринку частотно-регульованого електроприводу представлені багато відомих зарубіжних і вітчизняних виробників в цій області. Модельні ряди включають перетворювачі потужністю від 0,4 кВт до 500 кВт напруга живлення 3x380 В 50 Гц. У сфері політики якості продукції виробник спирається на стандарт для низьковольтного підстроювання частоти живлення системи електродвигуна EN 61800-2 і стандарт по електромагнітній сумісності EN 61800-3. Остаточний вибір виробника-постачальника здійснювався виходячи з термінів постачання, переліку послуг з наладки і налагоджувальних робіт, що надаються, і умов післяпродажного обслуговування. Кількісна оцінка ефекту впровадження від економії сировини і ЕЕ припускає зниження собівартості продукції цеху на 4-5%.

Систематизація і розгляд існуючих методів і підходів до нормування ЕП, одночасно з аналізом підприємств з багатономенклатурним виробництвом як об'єкту дослідження, виявили наявність потреби підприємств в ефективній методиці розрахунку питомих норм споживання електричної енергії. Існуючі сьогодні норми на підприємствах, галузеві норми дають істотну погрішність і не дозволяють провести внутрішній енергоаудит на підприємстві, виявити місця перевитрати ЕЕ.

На основі розробленої методики аналізу, нормування і короткострокового прогнозування параметрів електроспоживання (супроводжуваною інформаційним і алгоритмічним забезпеченням за допомогою програмного комплексу, заснованого на статистичних пакетах) визначені загальновиробничі, на межі розділу «споживач – електрпостачальна організація», і цехові питомі норми споживання електричної енергії.

Визначення норм електроспоживання дозволяє вирішити завдання планування заявленої потужності і виявлення внутрішньозаводських споживачів з «завищеним» електроспоживанням для проведення першочергового енергетичного обстеження і подальшого впровадження заходів із енергозбереження.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок електричних навантажень

3.1.1 Вибір напруги внутрішньозаводського електропостачання

Вибір напруги розподільної мережі тісно пов'язаний з вирішенням питання електропостачання підприємства. Остаточне рішення приймається в результаті техніко-економічного порівняння варіантів, що враховують різне поєднання напруги окремих ланок системи.

У заводських розподільних мережах приймають напругу 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ. В порівнянні з напругою 10 кВ при напрузі 20 кВ, знижуються втрати електроенергії в елементах системи електропостачання і струми короткого замикання в мережах. Проте застосування напруги 20 кВ стримується відсутністю електрообладнання на цю напругу. Напруга 6 і 10 кВ широко використовують на промислових підприємствах: на середніх по потужності підприємствах – для живлячих і розподільних мереж; на великих підприємствах – на другій і подальших східцях розподілу електроенергії.

Напруга 10 кВ є економічнішою в порівнянні з 6 кВ. Напругу 6 кВ допускається застосовувати тільки в тих випадках, якщо на підприємстві переважають приймачі електроенергії з номінальною напругою 6 кВ, або коли значна частина навантаження підприємства живиться від заводської ТЕЦ, де встановлені генератори 6 кВ.

Оскільки в нашому випадку є присутніми лише споживачі на напругу 10 кВ, то вибираємо напругу внутрішнього електропостачання 10 кВ.

3.1.2 Розрахунок освітлювального навантаження

На промислових підприємствах близько 10% споживаної електроенергії витрачається на електричне освітлення. Правильне виконання освітлювальних установок сприяє раціональному використанню електроенергії, поліпшенню якості продукції, що випускається, підвищенню продуктивності праці,

зменшенню кількості аварій і випадків травматизму, зниженню стомлюваності робітників.

Розрахунок ведеться спрощеним методом за питомими показниками освітлювального навантаження на одиницю площі цеху. Розрахункове освітлювальне навантаження:

$$P_{po} = K_n \cdot P_{но}, \quad (3.1)$$

де $P_{но}$ – встановлене освітлювальне навантаження (номінальне), Вт;

K_n – коефіцієнт попиту.

$$P_{но} = P_{пит.} \cdot F_{ц}, \quad (3.2)$$

де $P_{пит.}$ – питоме освітлювальне навантаження на одиницю площі цеху, Вт/м²;

$F_{ц}$ – площа цеху, м².

Питоме освітлювальне навантаження визначається залежно від норм освітленості цехів і залежить від характеру виробництва, умов середовища, конструктивних особливостей приміщення і так далі. Питоме освітлювальне навантаження і норми освітленості для цехів та інших виробничих приміщень наступне:

- цехи основного виробництва – $E_n = 300$ лк, $P_{пит.} = 13,8$ Вт/м²;
- цехи допоміжного виробництва – $E_n = 150$ лк, $P_{пит.} = 9,75$ Вт/м²;
- цехи зі значним зоровим навантаженням – $E_n = 400$ лк, $P_{пит.} = 19,5$ Вт/м²;
- компресорні, насосні, котельні приміщення – $E_n = 200$ лк, $P_{пит.} = 9,8$ Вт/м²;
- складські приміщення – $E_n = 85$ лк, $P_{пит.} = 3,3$ Вт/м²;
- заводоуправління, їдальня – $E_n = 200$ лк, $P_{пит.} = 10$ Вт/м³.

Коефіцієнт попиту освітлювального навантаження для різних приміщень:

- виробничі будівлі, що складаються з окремих прольотів – $K_n = 0,95$;
- виробничі приміщення, що складаються з декількох окремих приміщень – $K_n = 0,85$;
- столові, адміністративні будівлі – $K_n = 0,9$;
- компресорні, насосні – $K_n = 0,6$.

Для освітлення зовнішньої території заводу значення питомого освітлювального навантаження і коефіцієнта попиту приймаються наступні:

$$P_{num.} = 3 \text{ Вт/м}^2; K_n = 1.$$

Розрахункове освітлювальне навантаження території заводу :

$$P_{po} = 0,3 \cdot (F_3 - F_u) \cdot K_n \cdot P_{num.}, \quad (3.3)$$

де F_3 – площа заводу, м²;

F_u – сумарна площа усіх цехів, м.

Результати розрахунків освітлювального навантаження заносимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок освітлювального навантаження заводу

№ за планом	Назва цеху	F_u , м ²	E_n , лк	$P_{num.o.}$, Вт/м ²	$P_{н.о.}$, Вт	K_n	$P_{р.о.}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Цех №4 цементно-стружкових плит	20000	300	13,8	276000	0,95	262,2
2	Цех №1 брусвого житлового будівництва	8200	300	13,8	113160	0,95	107,5
3	Компресорна	1200	200	13,8	11760	0,6	7,0
4	Котельня	3200	200	13,8	31360	0,6	18,8
5	Цех №10 полістирол	3200	300	13,8	44160	0,95	41,95
6	Цех №14 лісопильний	1700	300	13,8	23460	0,85	19,94
7	Цех №6 житлове будівництво	4900	300	13,8	67620	0,95	64,24
8	Цех №8 столярний	5400	300	13,8	74520	0,95	70,80
9	Цех №12 лінія по забарвленню ЦСП	4300	400	19,5	83850	0,95	79,66
10	Ширвжиток	1200	300	13,8	16560	0,95	15,73
11	Цех №3 лісопильний	3000	300	13,8	41400	0,95	39,33
12	Цех №5 виробництво віконних блоків	60000	300	13,8	828000	0,95	786,60
13	Заводоуправління	2000	200	10	19600	0,9	17,64
14	Цех №13 Лінія МРП	2000	300	13,8	27600	0,95	26,22
15	Склад	6300	85	3,3	20790	0,9	18,71
16	Депо	700	85	3,3	2310	0,9	2,08
17	Сортувальний майданчик	2000	150	9,75	19500	0,95	18,53
18	Цех №16	1800	150	9,75	17550	0,95	16,67
19	Сушарка	1500	150	9,75	14625	0,85	12,43
20	Цех №9 механічний	4500	200	9,75	44325	0,95	42,11
21	Цех №2	3700	300	13,8	51060	0,95	48,51
22	Цех №7	3600	300	13,8	66240	0,95	62,93
23	Гаражі	3000	85	3,3	5610	0,95	5,33
24	Сушарка СП-5	4000	150	9,75	20475	0,85	17,40

продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
25	Склад цементу	600	85	3,3	1980	0,95	1,88
26	Цех №22 малих серій	2700	300	13,8	37260	0,95	35,40
27	Склад готової продукції	3600	85	3,3	11880	0,95	11,29
28	Цех №18	3000	300	13,8	414	0,65	26,9
29	Цех №17	4000	300	13,8	552	0,65	35,9
30	Цех №21 Розкроювальний	1200	300	13,8	166	0,65	10,8
31	Цех №15	600	300	13,8	83	0,65	5,4
32	Зовнішнє освітлення	41090	20	3	123270	1	123,57

3.1.3 Розрахунок силових навантажень

Основою для раціонального розв'язку усього складного комплексу питань електропостачання сучасного промислового підприємства є правильне визначення очікуваних електричних навантажень при проектуванні. Визначення електричних навантажень виконується у відповідності з «Вказівками за визначенням електричних навантажень» [17].

Заводська мережа, спроектована на основі занижених розрахункових навантажень, не зможе забезпечити нормальну роботу підприємства, оскільки спричиняє за собою недовикористання встановленого технологічного обладнання і недовипуск продукції. Перебільшення розрахункового навантаження спричиняє за собою зайві витрати на електрообладнання внаслідок його недовикористання.

Розрахунок електричних навантажень потрібний для вибору і перевірки провідників (шин, кабелів та ін.) і трансформаторів по пропускній спроможності і економічній щільності струму, а також для розрахунку і вибору захисту і компенсуючих пристроїв.

Розрахунок електричних навантажень електроприймачів (ЕП) напругою до 1 кВ робиться для кожного вузла живлення, а також по цеху в цілому.

Початкові дані для розрахунку приймаються на підставі отриманих від технологів, сантехніків і інших фахівців таблиць-завдань на проектування

електротехнічної частини (стовпці 1-4) і згідно з довідковими матеріалами (стовпці 5, 6), в яких приведені значення коефіцієнтів використання і реактивної потужності для індивідуальних ЕП.

При цьому:

- усі ЕП групуються по характерних категоріях з однаковими коефіцієнтами використання k_v і $\text{tg}\varphi$ незалежно від потужності ЕП, у кожному рядку вказується тільки по одній характерній категорії;
- резервні ЕП і ЕП, що працюють короткочасно, при обчисленнях не враховуються;
- у графі 3 вказується мінімальна і максимальна потужності ЕП однієї характерної групи;
- для багаторухових електроприводів враховуються усі одночасно працюючі електродвигуни цього приводу;
- для електродвигунів з повторно-короткочасним режимом роботи їх номінальна потужність не приводиться до тривалого режиму;
- при включенні однофазного ЕП на фазу напругу він враховується в графі 2 як еквівалентний трифазний ЕП з номінальною потужністю $P_{ном} = 3P_{ном.о}$; $Q_{ном} = 3Q_{ном.о}$ ($P_{ном.о}$ і $Q_{ном.о}$ – активна і реактивна потужності однофазного ЕП). При включенні однофазного ЕП на лінійну напругу він враховується як еквівалентний трифазний ЕП номінальною потужністю $P_{ном.} = \sqrt{3} \cdot P_{ном.о}$; $Q_{ном.} = \sqrt{3} \cdot Q_{ном.о}$. Якщо фази виявляються завантаженими з неправомірністю вище 15%, то потужність еквівалентного трифазного ЕП приймається рівною потрійному значенню потужності найбільш завантаженої фази.

У стовпцях 7,8 визначаються середні активні і реактивні потужності кожної характерної групи ЕП :

$$P_c = P_{ном} \cdot k_v; \quad Q_c = P_c \cdot \text{tg}\varphi. \quad (3.4)$$

Визначаємо сумарні значення середньої активної і реактивної потужності:

$$\sum P_c = \sum_1^m P_{ном} \cdot k_v; \quad \sum Q_c = \sum_1^m P_c \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.5)$$

де m – число характерних категорій ЕП.

Середньозважений коефіцієнт використання визначається:

$$k_g = \frac{\sum P_c}{\sum P_{ном}} \quad (3.6)$$

Значення k_g заносяться в графу 5 в підсумковий рядок.

Визначаємо ефективне число електроприймачів за виразом:

$$n_e = \frac{2 \sum P_{ном}}{\sum P_{ном.макс}} \quad (3.7)$$

Значення n_e заноситься в стовпець 9 в підсумковий рядок.

Коефіцієнт розрахункового навантаження при $n_e > 2$ визначається:

$$k_p = \frac{P_p}{P_c} \quad (3.8)$$

При розрахунку k_p прийняті наступні постійні часу нагріву:

- $T_0 = 10$ хв. – для мереж напругою до 1 кВ, що живлять розподільчі шинопроводи, пункти, зборки, щити;
- $T_0 = 2,5$ год. – для магістральних шинопроводів і цехових трансформаторів;
- $T_0 > 30$ хв. – для кабелів напругою 6 кВ і вище, що живлять цехові трансформаторні підстанції і розподільні пристрої. Розрахункова потужність для цих елементів визначається $k_p = 1$.

Коефіцієнт k_p за вищеперелічених умов визначається по таблицях [17].

Розрахункова активна потужність груп ЕП напругою до 1 кВ визначається залежно від середньої потужності P_c і відповідного значення k_p :

$$P_p = k_p \cdot P_c \quad (3.9)$$

Розрахункова реактивна потужність визначена таким чином:

- для живлячих мереж напругою до 1 кВ залежно від n_e :
 - а) при $n_e < 10$ і $k_p > 1$, $Q_p = 1,1Q_c$; (3.10)

- б) при $n_e > 10$ і $k_p > 1$, $Q_p = Q_c$; (3.11)

- для магістральних шинопроводів і шин цехових трансформаторних підстанцій, а також при визначенні реактивної потужності в цілому по цеху (корпусу, підприємству):

$$Q_p = k_p \cdot Q_c, \text{ при } k_p > 1. \quad (3.12)$$

До розрахункових силових навантажень P_{pc} , Q_{pc} додаються освітлювальні навантаження P_{po} , Q_{po} :

$$P_p = P_{pc} + P_{po}; Q_p = Q_{pc} + Q_{po}. \quad (3.13)$$

Значення струмового розрахункового навантаження, по якому вибирається переріз ліній по допустимому нагріву, визначається за виразом:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.14)$$

де $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ – повна розрахункова потужність (стовпець 13).

Розрахункова потужність на шинах 6-10 кВ розподільчих і головних підстанцій визначається з урахуванням коефіцієнта одночасності, значення якого приймається згідно з даними таблиць [17] залежно від середньозваженого коефіцієнта використання і числа приєднань до збірних шин розподільного пристрою (РП), головної знижуючої підстанції (ГПП):

$$P_p = \Sigma P_c \cdot k_o; Q_p = \Sigma Q_c \cdot k_o; S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3.15)$$

Розрахунок електричних навантажень ділянки цеху приведений в табл.

3.3. Розрахунок електричних навантажень приведений в табл. 3.3.

3.2 Картограма навантажень і визначення умовного центру електричних навантажень

3.3.1 Загальні відомості

Для визначення місця розташування ГПП і цехових ТП на генеральному плані підприємства будуємо картограму навантажень. Картограма навантажень є розміщеними по генплану колами, площі яких у вибраному масштабі

дорівнюють розрахунковим навантаженням цехів, корпусів. Для кожного цеху або корпусу будуємо своє коло, центр якого співпадає з центром навантажень. При цьому навантаження вважаємо рівнорозподіленим по площі цеху і центри навантажень визначаємо приблизно. Це означає, що центри навантажень співпадають з геометричними центрами цехів (корпусів).

Визначаємо радіуси кіл для кожного цеху. Площа кола у вибраному масштабі дорівнює активному навантаженню цеху :

$$P_p = \pi r^2 m, \quad (3.15)$$

де P_p – розрахункове активне навантаження цеху, кВт;

r – радіус кола, мм;

m – масштаб, кВт/мм³.

З цього виразу отримуємо формулу для визначення радіусу кола :

$$r = \sqrt{\frac{P_p}{\pi m}}. \quad (3.16)$$

Розрахункове активне навантаження визначаємо по формулі:

$$P_p = P_{pc} + P_{po}, \quad (3.17)$$

де P_{pc} і P_{po} – розрахункові силові і освітлювальні навантаження з табл. 3.1 і 3.3, кВт.

Приймаємо масштаб $m = 10$ кВт/мм³. Питому вагу освітлювального навантаження показуємо у вигляді сектора кола. Кут цього сектора визначається по формулі:

$$\alpha = \frac{P_{po}}{P_p} \cdot 360^\circ. \quad (3.18)$$

Результати розрахунків зводимо в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Розрахунок даних для картограми

№ за планом	Найменування цеху	Розрахункове силове навантаження R_p	Розрахункове освітлювальне навантаження R_o	Радіус r , м	Кут сектора освітлювального навантаження
1	Цех №4 цементно-стружкових плит	1331,0	262,2	42,39	70,92
2	Цех №1 брусового житлового будівництва	528,5	107,5	16,83	73,23
3	Компресорна	195	7,0	6,21	12,92
4	Котельна	1350	18,82	42,99	5,02
5	Цех №10 полістирол	652,0	41,95	20,76	23,16
6	Цех №14 лісопильний	850,5	19,94	27,09	8,44
7	Цех №6 житлове будівництво	1096	64,24	34,90	21,10
8	Цех №8 столярний	847	70,8	26,97	30,09
9	Цех №12 лінія по забарвленню ЦСП	1589	79,66	50,61	18,05
10	Ширвжиток	198	15,73	6,31	28,60
11	Цех №3 лісопильний	315	39,33	10,03	44,95
12	Цех №5 виробництво віконних блоків	1446,7	786,6	46,07	195,74
13	Заводоуправління	79,2	17,64	2,52	80,18
14	Цех №13 Лінія МРП	99,428	26,22	3,17	94,94
15	Склад	31,5	18,71	1,00	213,83
16	Депо	265,5	2,08	8,46	2,82
17	Сортувальний майданчик	465	18,53	14,81	14,35
18	Цех №16	262,35	16,67	8,36	22,87
19	Сушарка	348,74	12,43	11,11	12,83
20	Цех №9 механічний	85	42,11	5,41	178,35
21	Цех №2	306	48,51	9,75	57,07
22	Цех №7	574,6	62,93	18,30	39,43
23	Гаражі	50,4	5,33	1,61	38,07
24	Сушарка СП-5км	260	17,4	8,28	24,09
25	Склад цементу	178,08	1,88	5,67	3,80
26	Цех №22 малих серій	352	35,4	11,21	36,20
27	Склад готової продукції	98	11,29	3,12	41,47
28	Цех №18	266,2	26,9	8,48	36,38
29	Цех №17	199,65	35,9	6,36	64,73
30	Цех №21 Раскроечный	79,75	10,8	2,54	48,75
31	Цех №15	17,49	5,4	0,56	111,15

3.3.2 Визначення центру електричних навантажень

На генплан заводу наносимо осі координат. Координати умовного центру електричних навантажень визначаємо по формулах:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad (3.19)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (3.20)$$

де P_{pi} – сумарне розрахункове силове і освітлювальне навантаження цеху, кВт;

x_i, y_i – координати центру навантажень цеху, м.

Результати розрахунків зводимо в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Визначення умовного центру електричних навантажень

№ за планом	Найменування цеху	Координати приймачів		Розрахункова потужність, кВт	$P_p \times x$, кВт·м	$P_p \times y$, кВт·м
		x, м	y, м			
1	2	3	4	5	6	7
1	Цех №4 цементно-стружкових плит	520	300	1331	692120	399300
2	Цех №1 брусвого житлового будівництва	460	300	528,5	243110	158550
3	Компресорна	230	420	202	46460	84840
4	Котельна	110	425	1368	150480	581400
5	Цех №10 полістирол	820	60	652	534640	39120
6	Цех №14 лісопильний	875	160	850,5	744187,5	136080
7	Цех №6 житлове будівництво	835	420	1096	915160	460320
8	Цех №8 столярний	720	295	847	609840	249865
9	Цех №12 лінія по забарвленню ЦСП	370	435	1589	587930	691215
10	Ширвжиток	575	100	198	113850	19800
11	Цех №3 лісопильний	940	110	315	296100	34650
12	Цех №5 виробництво віконних блоків	290	215	1446,7	419543	311040,5
13	Заводоуправління	600	450	79,2	47520	35640
14	Цех №13 Лінія МРП	990	410	99,428	98433,72	40765,48

продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6	7
15	Склад	1070	155	31,5	33705	4882,5
16	Депо	910	450	265,5	241605	119475
17	Сортувальний майданчик	870	280	465	404550	130200
18	Цех №16	820	140	262,35	215127	36729
19	Сушарка	750	150	348,74	261555	52311
20	Цех №9 механічний	660	190	85	56100	16150
21	Цех №2	660	335	306	201960	102510
22	Цех №7	615	335	574,6	353379	192491
23	Гаражі	640	65	50,4	32256	3276
24	Сушарка СП-5	740	75	260	192400	19500
25	Склад цементу	340	505	178,08	60547,2	89930,4
26	Цех №22 малих серій	460	525	352	161920	184800
27	Склад готової продукції	130	260	98	12740	25480
28	Цех №18	970	270	266,2	258214	71874
29	Цех №17	970	335	199,65	193660,5	66882,75
30	Цех №21 Розкроювальний	720	150	79,75	57420	11962,5
31	Цех №15	770	315	17,49	13467,3	5509,35

Після розрахунку отримуємо $x_0 = 571$ м, $y_0 = 303$ м.

Місце розташування ГПП вибираємо з урахуванням напряму зв'язку від джерела живлення, рози вітрів, ймовірної зони забруднення і умовного ЦЕН.

3.3 Побудова графіків електричних навантажень

Добові графіки активного і реактивного навантажень для літньої і зимової доби будуємо на підставі даних, приведених в табл. 3.7. Графічне зображення даних приведені на рис. 3.1 і 3.3.

На підставі розрахункових навантажень P_p і Q_p , а також графіків навантажень для літньої і зимової доби будуємо річні графіки активною і реактивною навантажень за тривалістю. Усі розрахунки за визначенням навантажень для річного графіку приводимо в табл. 3.8. Приймаємо 153 літніх днів і 212 зимові дні Для побудови річних графіків активної і реактивної навантажень рівні навантаження літньої і зимової доби множимо на свою тривалість і кількість днів в рік.

Таблиця 3.7 – Дані для побудови добових графіків навантажень

Час доби	Зимова доба			Літня доба		
	P , кВт	Q , кВАр	S_p , кВА	P , кВт	Q , кВАр	S_p , кВА
0-1	7007,61	4677,92	8425,53	5697,25	3803,19	6850,02
1-2	6861,62	4911,81	8438,47	5578,55	3993,34	6860,54
2-3	6715,63	4677,92	8184,29	5459,86	3803,19	6653,89
3-4	5839,68	4444,02	7338,33	4747,70	3613,03	5966,13
4-5	6715,63	4677,92	8184,29	5459,86	3803,19	6653,89
5-6	7007,61	4677,92	8425,53	5697,25	3803,19	6850,02
6-7	7299,60	5145,71	8930,98	5934,63	4183,50	7260,96
7-8	11095,39	9355,84	14513,42	9020,64	7606,37	11799,53
8-9	16643,08	14969,34	22384,66	10025,95	9017,67	13484,74
9-10	18978,95	15904,92	24762,21	11433,10	9581,28	14916,99
10-11	17643,08	14969,34	23137,83	10628,36	9017,67	13938,45
11-12	14015,22	12630,38	18866,72	8442,91	7608,66	11365,49
12-13	9635,47	8870,05	13096,57	5804,50	5343,40	7889,50
13-14	16351,10	16372,71	23139,23	9850,06	9863,08	13939,30
14-15	15475,14	13098,17	20274,17	9322,38	7890,46	12213,36
15-16	14307,21	11694,79	18478,76	8618,80	7045,06	11131,78
16-17	13723,24	13098,17	18970,75	8267,01	7890,46	11428,16
17-18	14891,18	12162,59	19226,95	8970,59	7326,86	11582,50
18-19	14307,21	11227,00	18186,31	8618,80	6763,25	10955,61
19-20	13139,27	10291,42	16689,93	7915,22	6199,65	10054,18
20-21	13723,24	9355,84	16609,00	8267,01	5636,05	10005,42
21-22	14599,19	11694,79	18705,74	8794,69	7045,06	11268,52
22-23	10803,40	6549,08	12633,45	6354,94	3852,40	7431,44
23-24	7007,61	5145,71	8693,96	4122,12	3026,89	5114,09

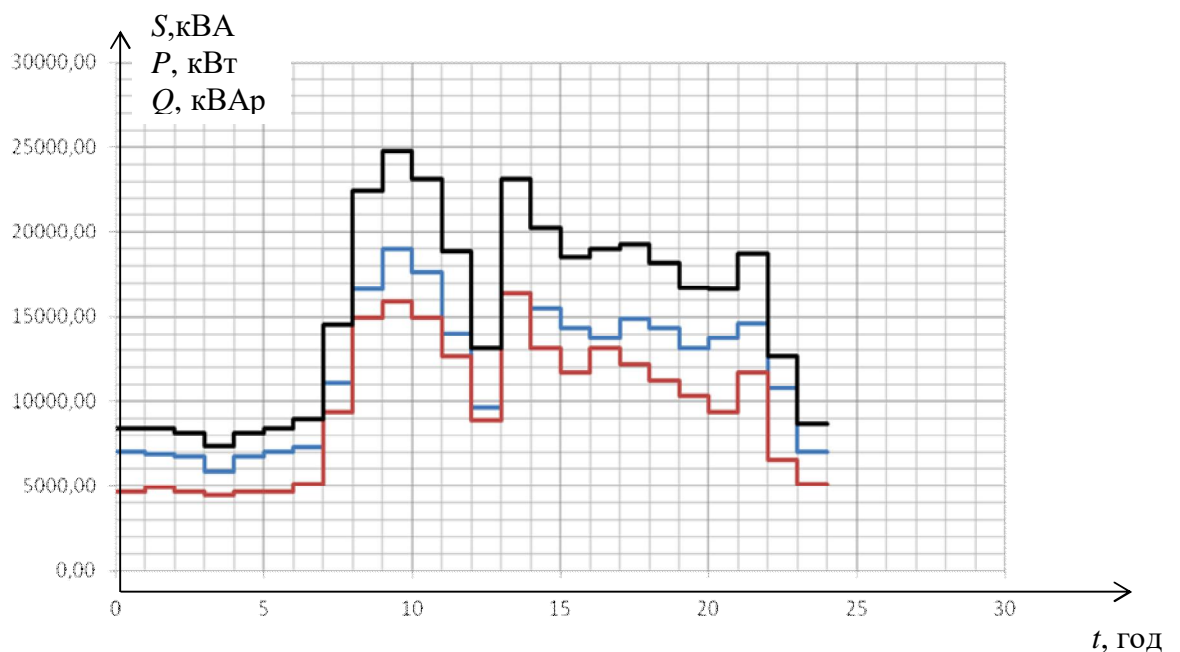


Рисунок 3.1 – Добові графіки навантаження для зимової доби

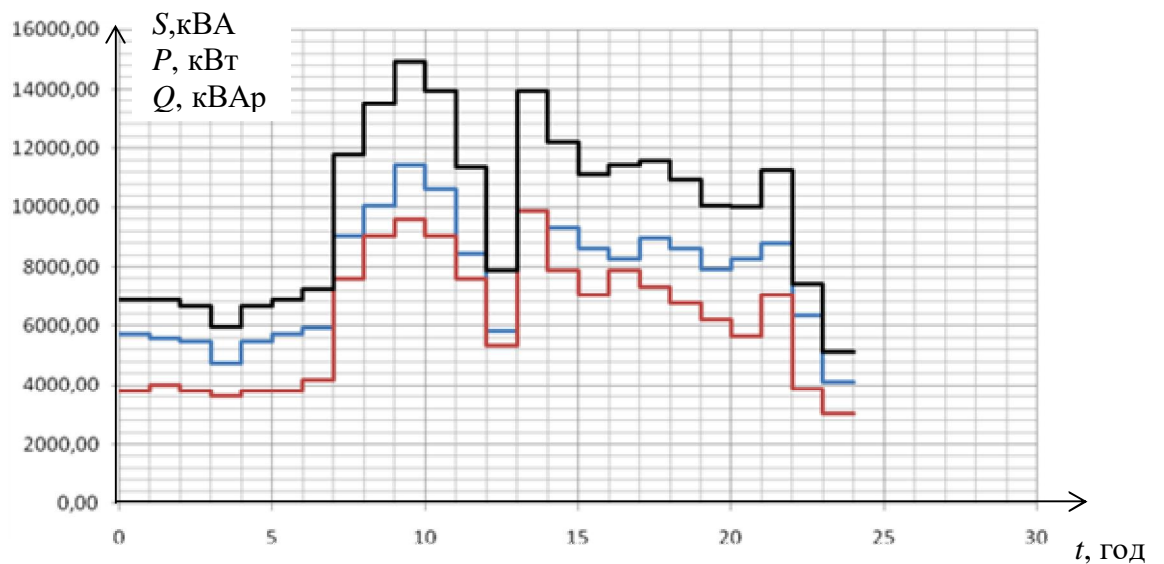


Рисунок 3.2 – Добові графіки навантаження для літньої доби

Таблиця 3.8 – Дані для побудови річних графіків навантажень активної, реактивної і повної потужності

Активна потужність		Реактивна потужність		Повна потужність	
P , кВт	Тривалість в році, год.	Q , кВАр	Тривалість в році, год.	S , кВА	Тривалість в році, год.
1	2	3	4	5	6
4122	153	3027	153	5114	153
4747,7	153	3613	153	5966	153
5460	306	3803	612	6654	153
5579	153	3852	153	6850	306
5697	306	3993	153	6860	153
5805	153	4184	153	6653	153
5840	212	4444	212	7261	153
5935	153	4678	848	7338	212
6355	153	4911	212	7432	153
6716	424	5146	424	7890	153
6862	212	5343	153	8184	424
7007	636	5636	153	8426	424
7300	212	6200	153	8438	212
7915	153	6549	212	8693	212
8267	306	6763	153	8931	212
8443	153	7045	306	10005	153
8619	306	7323	153	10054	153
8795	153	7606	153	10956	153
8971	153	7609	153	11132	153
9021	153	7890	306	11269	153

продовження таблиці 3.8

1	2	3	4	5	6
9323	153	8870	212	11366	153
9636	212	9018	306	11428	153
9850	153	9356	424	11583	153
10026	153	9581	153	11800	153
10628	153	9863	153	12214	153
10803	212	10291	212	12634	212
11095	212	11227	212	13097	212
11433	153	11694	424	13485	153
13139	212	12163	212	13939	306
13723	424	12630	212	14513	212
14015	212	13098	424	14917	153
14307	424	14969	424	16609	212
14599	212	15904	212	16700	212
14891	212	16372	212	18186	212
15475	212			18479	212
16351	212			18706	212
16643	212			18866	212
17643	212			18971	212
18979	212			19227	212
				20274	212
				22385	212
				23138	212
				23139	212
				24762	212

На підставі виконаних розрахунків побудований графік навантажень, який представлений на рис. 3.3.

Використовуючи річні графіки за тривалістю, визначаємо число годин використання максимуму навантажень :

$$T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}{P_{\max}}; \quad (3.21)$$

$$T_{\max} = \frac{(5,84 + 6,86 + 7,3 + 9,64 + 10,8 + 11,1 + 13,14 + 14,02 + 14,6 + 14,9 + 15,48 + 16,35 + 16,64 + 17,64 + 18,98) \cdot 212 + (67,16 + 13,72 + 14,31) \cdot 424 + (4,12 + 4,75 + 5,58 + 5,81 + 5,94 + 6,36 + 7,92 + 8,44 + 8,8 + 8,98 + 9,02 + 9,32 + 9,85 + 10,03 + 10,63) \cdot 153 + 7,01 \cdot 636 + (5,46 + 5,7 + 8,27 + 8,62) \cdot 306}{8,44} = 4591,97$$

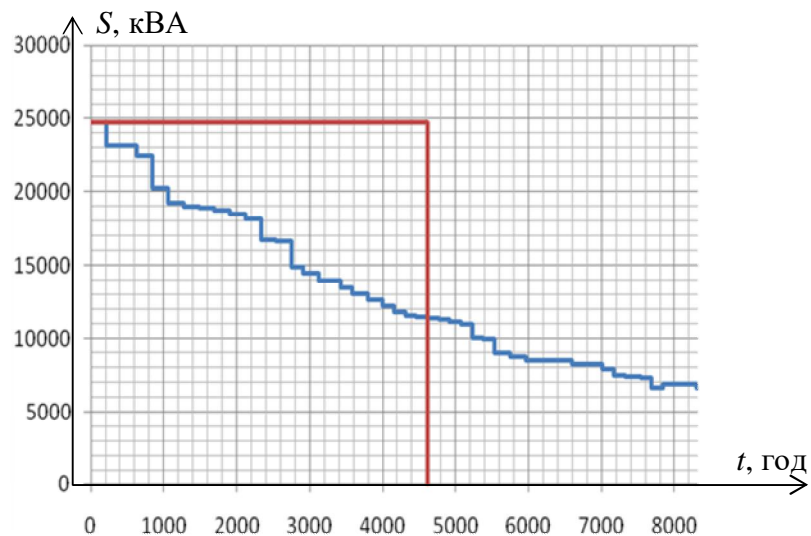


Рисунок 3.3 – Річні графіки навантажень

Річне число годин використання максимуму навантаження [3]:

$$T_m = \frac{W_p}{S_{p.\max}}, \quad (3.22)$$

де $S_{p.\max}$ – розрахункове максимальне навантаження, МВА, табл. 3.7;

W_p – електроенергія, спожита за рік, МВА·год., табл. 3.8.

$$T_m = \frac{113706,273}{24,762} = 4591,97 \text{ год.}$$

Річна витрата активної електроенергії $W_{a.p}$, [3]:

$$W_{ap} = P_{p.\max} \cdot T_m, \quad (3.23)$$

де $P_{p.\max}$ – розрахункове максимальне навантаження, МВт, табл. 3.7.

$$W_{ap} = 18,98 \cdot 4591,97 = 87155,6 \text{ МВт·год.}$$

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Вибір числа і потужності трансформаторів головної понижувальної підстанції

4.1.1 Основні положення

Дуже часто ГПП виконують двохрансформаторними. Однотрансформаторні ГПП допустимі тільки за наявності централізованого резерву трансформаторів і при поетапному будівництві ГПП. Встановлення більше двох трансформаторів можливе у виняткових випадках: коли вимагається відділити різко змінні навантаження і живити їх від окремого трансформатора, при реконструкції ГПП, якщо встановлення третього трансформатора економічно доцільна.

Вибір числа і потужності трансформаторів для головних понижувальних і цехових трансформаторних підстанцій промислових підприємств має бути технічно і економічно обгрунтованим, оскільки він робить істотний вплив на раціональну побудову схем промислового електропостачання.

Критеріями при виборі трансформаторів є надійність електропостачання, витрата кольорового металу і потрібна трансформаторна потужність.

Вибір трансформаторів ГПП виконується на підставі розрахункового навантаження підприємства в нормальному режимі роботи. У післяаварійному режимі (при відключенні одного трансформатора) для надійного електропостачання споживачів передбачається їх живлення від трансформатора, що залишився в роботі. При цьому частина невідповідальних споживачів може бути відключена.

4.1.2 Вибір трансформаторів головної понижувальної підстанції

Це підприємство має переважно споживачів II категорії, у разі аварії на одному з трансформаторів ГПП, інший повинен забезпечити, з урахуванням перевантаження, нормальну роботу заводу.

Вибір числа і потужності силових трансформаторів може бути визначений по перевантажувальній здатності і має бути технічно і економічно обгрунтованим, оскільки він робить істотний вплив на раціональну побудову схем промислового електропостачання.

Визначення орієнтовної потужності головного трансформатора на ГПП:

$$S_m = \frac{S_{p.\max}}{2 \cdot K_{з.нр}}, \quad (4.1)$$

де $K_{з.нр}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі.

Коефіцієнт завантаження приймається рівним 0,6-0,7 [11].

$$S_m = \frac{24,762}{2 \cdot 0,7} = 17,7 \text{ МВА.}$$

Економічно доцільний інтервал для техніко-економічних розрахунків лежить між стандартними потужностями 16 МВА і 25 МВА.

Приймається потужність трансформатора $S_{тр.ГПП} = 16\ 000$ кВА. Тип трансформатора ТДНС-16000/35.

Відповідно до ГОСТ 14209-85 визначаються перевантажувальну здатність вибраного трансформатора. Для цього графік зимового максимуму перетворюють в двоступінчатий еквівалентний прямокутний.

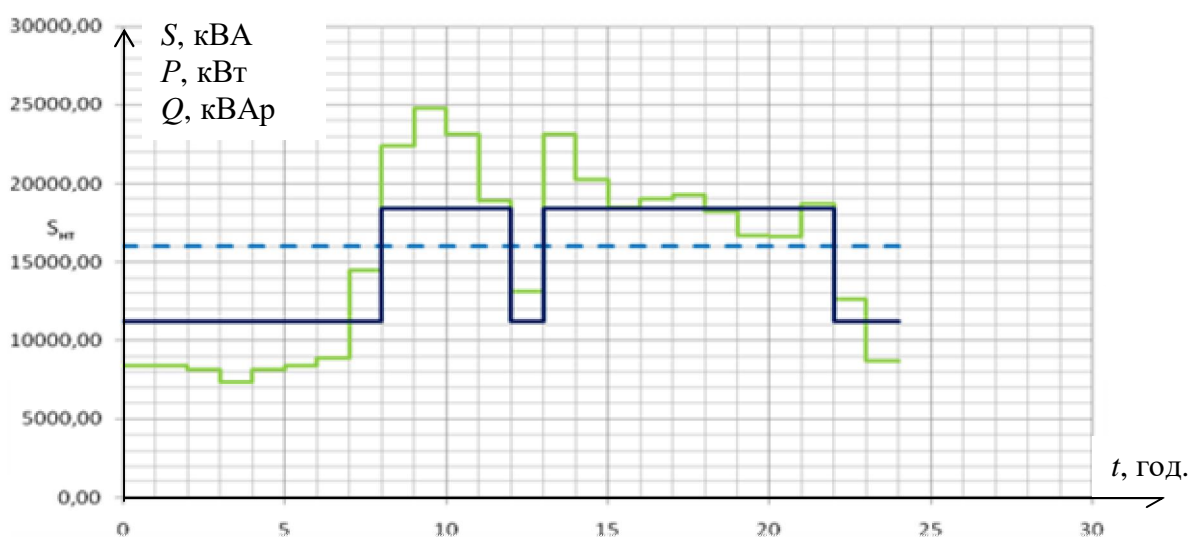


Рисунок 4.1 – Перетворення початкового графіку навантаження в еквівалентний прямокутний двоступінчатий

Перетворення виконаємо в наступній послідовності:

- на початковому графіку проведемо лінію номінального навантаження (номінальна потужність вибраного трансформатора);
- перетин лінії номінального навантаження з початковим графіком дозволяє виділити ділянку найбільшого перевантаження; його тривалість позначимо через h' ;
- для частини початкового графіку, що залишилася, в кожному інтервалі Δt_i визначимо значення S_1, S_2, \dots, S_m ;
- розрахуємо початкове навантаження K_1 еквівалентного графіку по формулі:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (4.2)$$

$$K_1 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 8,43^2 + 8,44^2 + 8,18^2 \cdot 2 + 7,34^2 + 8,93^2 + 14,51^2 + 13,1^2 + 8,7^2 + 10}{10}}$$

$$\sqrt{\frac{+9,5^2 + 9,9^2 + 9,8^2 + 8,1^2 + 6,4^2}{10}} = 0,6.$$

- для ділянки перевантаження на кожному інтервалі Δh_i визначимо значення S'_1, S'_2, \dots, S'_p ;
- K'_2 еквівалентного графіку заздалегідь розрахуємо по формулі:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i'^2 \cdot \Delta h_i}{\sum \Delta h_i}}; \quad (4.3)$$

$$K'_2 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{22,34^2 + 24,76^2 + 23,14^2 + 18,87^2 + 20,27^2 + 18,48^2 + 18,97^2 + 19,23^2 + 13}{13}}$$

$$\sqrt{\frac{+18,19^2 + 16,69^2 + 16,61^2 + 18,71^2}{13}} = 1,26$$

- визначимо K_{max} з початкового графіку навантаження :

$$K_{\max} = \frac{S_{p.\max}}{S_{тр.н}} ; \quad (4.4)$$

$$K_{\max} = \frac{24,76}{16} = 1,55.$$

- порівнюємо отримане значення K'_2 з K_{\max} :

Оскільки $K'_2 < 0,9 \cdot K_{\max} = 1,39$, то приймаємо $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max} = 1,39$.

Скоректуємо по формулі тривалість перевантаження.

$$h = \frac{(K'_2)^2 \cdot h'}{(0,9 \cdot K_{\max})^2}; \quad (6.7)$$

$$h = \frac{1,26^2 \cdot 13}{(0,9 \cdot 1,55)^2} = 10,6 \text{ год.}$$

Визначимо коефіцієнт допустимого перевантаження $K_{\text{дон}}$, по ГОСТ 14209-85. З добових графіків навантажень заводу видно, що трансформатор перевантажуватиметься лише в зимову пору року. Середня температура навколишнього повітря для Закарпатської області в зимовий період, згідно з графіками еквівалентних температур, рівна (- 7,8°C). Виходячи з цього значення, зважаючи на початкове навантаження $K_1 = 0,6$ і тривалість перевантаження $h = 11$ годин, по таблицях допустимих систематичних добових навантажень, визначуваний коефіцієнт $K_{\text{дон}} = 1,49$. Оскільки $K_{\text{дон}} > K_2$, то трансформатор може систематично перевантажуватися по цьому графіку навантаження.

Перевіряємо можливість забезпечення електропостачання одним трансформатором усього навантаження, у разі виходу з ладу іншого трансформатора :

$$S_{тр.н} \cdot K_{\text{дон}} = 16000 \cdot 1,49 = 23840 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\max} = 17700 \text{ кВА};$$

$$S_{тр.н} \cdot K_{\text{дон}} > S_{p.\max}.$$

Трансформатор потужністю 16000 кВА забезпечує усе навантаження ГПП.

Для встановлення приймається трансформатор типу ТДНС - 16000/35.

4.2 Вибір схеми внутрішнього електропостачання

Електропостачання заводу здійснюватимемо від власної ГПП. Враховуючи категорію надійності електропостачання, як окремих виробничих ліній, так і цехів та підприємства в цілому, живлення від енергосистеми ПС 110 кВ для ГПП подаємо на напрузі 35 кВ по двох незалежним ЛЕП. З метою підвищення надійності електропостачання заводу, схему РП-35 кВ вибираємо з резервною перемичкою на вимикачах.

Безпосередньо від ГПП отримують живлення РП-1, РП-2 і РП-3 по кабельних лініях 10 кВ, прокладеним в землі, які складають 1,5 і 1,35 км. Споживачі РП-1, РП-2 і РП-3 мають 1, 2 і 3 категорії надійності по електропостачанню. ТП підприємства живлять від ГПП. Уся розподільна мережа 10 кВ будується на кабельних лініях, які прокладаються в землі. Довжини ліній складають від 50 до 1500 м. ТП цехів спроектовані комплектними в одне і двох трансформаторному виконанні потужністю 400/1000/630 кВА, 630/1000/630 кВА, 1000/1000/630 кВА і 1600/1000/630 кВА напругою 10/0,4 кВ, відповідно до результатів розрахунків.

Вибираємо радіально-магістральну схему електропостачання заводу. Така схема є надійною і зручною в автоматизації. Радіальну схему застосовують для живлення зосереджених навантажень великої потужності, при нерівномірному розміщенні споживачів електроенергії.

4.3 Вибір числа і потужності цехових трансформаторів

4.3.1 Основні положення

Правильне визначення числа і потужності цехових трансформаторів можливо тільки шляхом техніко-економічного порівняння з урахуванням наступних чинників: категорії надійності електропостачання до 1кВ; переважувальній здатності трансформаторів в нормальному і аварійному

режимах; кроку стандартних потужностей; економічних режимів роботи трансформаторів залежно від графіку навантажень.

Кількість цехових трансформаторів безпосередньо впливає на витрати на розподільні пристрої напругою 6-35 кВ і внутрішньозаводські і цехові електричні мережі. Так, при зменшенні числа трансформаторів зменшується число комірок РП, сумарна довжина ліній і втрати електроенергії і напруги в мережах 6-35 кВ, але зростає вартість мереж напругою 0,4 кВ і втрати в них. Збільшення числа ТП, навпаки, знижує витрати на цехові мережі, але збільшує число комірок РП 6-35 кВ і витрати на мережі напругою 6-35 кВ. При деякій кількості трансформаторів з номінальною потужністю $S_{ном.тр}$ можна добитися мінімуму приведених витрат при забезпеченні заданої міри надійності електропостачання. Такий варіант буде оптимальним і його слід розглядати як остаточний.

Однотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати за наявності в цеху приймачів електроенергії, що допускають перерву електропостачання на час доставки складського резерву, або при резервуванні, здійснюваному по лініях нижчої напруги від сусідніх ТП, тобто вони допустимі для споживачів III і II категорій, а також за наявності в мережі 380-660 В невеликої кількості (до 20%) споживачів I категорії.

Двохтрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати: при переважанні споживачів I категорії і наявності споживачів особливої групи; для зосередженого цехового навантаження і об'єктів загальнозаводського призначення (компресорні і насосні станції), що окремо стоять; для цехів з високою питомою щільністю навантажень (вище 0,5-0,7 кВА/м²). Для підстанцій потрібний складський резерв, для швидкого відновлення нормального живлення споживачів у разі виходу з ладу одного трансформатора на тривалий термін. Трансформатор, що залишився в роботі, повинен забезпечувати електропостачання усіх споживачів I категорії на час заміни пошкодженого. Нині цехові ТП виконуються комплектними і в усіх випадках,

коли цьому не перешкоджають умови довкілля і обслуговування, встановлюються відкрито.

4.3.2 Вибір цехових трансформаторів

Орієнтовний вибір числа і потужності цехових трансформаторів робиться по питомій щільності навантаження:

$$G_n = \frac{S_p}{F}, \quad (4.6)$$

де S_p – розрахункове навантаження цеху, кВА;

F – площа цеху, м².

Залежно від початкових даних розрізняють два методи вибору номінальної потужності трансформаторів :

- по заданому добовому графіку навантаження цеху за характерну добу року для нормальних і аварійних режимів;
- по розрахунковій потужності для тих же режимів.

У другому випадку вибір потужності трансформаторів робиться виходячи зі завантаження в нормальному режимі і з урахуванням мінімально необхідного резервування в післяаварійному режимі. Число трансформаторів:

$$N_{\text{цех}} = \frac{S_p}{S_{\text{ном.тр.}}} \cdot K_3, \quad (4.7)$$

де S_p – розрахункове навантаження цеху;

$S_{\text{ном.тр.}}$ – номінальна потужність трансформатора;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

Коефіцієнт завантаження K_3 вибирається залежно від категорії надійності електропостачання цеху : I категорія – $K_3 = 0,5 - 0,65$; II категорія – $K_3 = 0,7 - 0,8$; III категорія – $K_3 = 0,9 - 0,95$.

Для зручності експлуатації систем електропостачання слід прагнути вибирати не більше 2-3 стандартних потужностей основних трансформаторів. Це веде до скорочення складського резерву і полегшує заміну пошкоджених трансформаторів.

Невеликі навантаження доцільно живити від сусідніх цехових підстанцій. Для цього потрібна наступна умова:

$$L = \frac{15000}{S_p},$$

де L – відстань від центру навантажень цеху до сусідньої підстанції;

S_p – розрахункова потужність цеху.

Дані розрахунку приведемо в табл. 4.1.

4.4 Компенсація реактивної потужності

4.4.1 Вибір потужності конденсаторних батарей в мережі до 1 кВ

Найбільшу реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ, визначаємо по формулі [1]:

$$Q_{\max.т} = \sqrt{(NK_3 S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}. \quad (4.8)$$

Сумарна потужність конденсаторних батарей на напругу до 1 кВ складе:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\max.т}, \quad (4.9)$$

де P_p і Q_p – активна і реактивна сумарні розрахункові потужності.

Якщо в розрахунках отримаємо $Q_{\text{нк1}} < 0$, то приймаємо $Q_{\text{нк1}} = 0$.

Додаткова потужність $Q_{\text{нк2}}$ конденсаторних батарей нижчої напруги (НБК) для зниження втрат потужності в трансформаторах визначається по формулі [1]:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (4.10)$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від розрахункових параметрів K_{p1} і K_{p2} і від схеми живлення цехової підстанції.

Значення K_{p1} залежать від питомих приведених витрат на НБК і ВБК і втрат активної потужності. Значення K_{p1} приймаємо по табл. 4.6 [1]. Для об'єднаної енергосистеми України $K_{p1} = 15$.

Значення K_{p2} визначаються по формулі:

$$K_{p2} = \frac{l \cdot S_{\text{ном.т.}}}{S}, \quad (4.11)$$

де S – переріз живлячої лінії, мм²;

l – довжина лінії (при магістральній схемі з двома трансформаторами – довжина ділянки до першого трансформатора), км.

По табл. 4.7 [1] для відповідної ТП по $S_{ном.т}$ і l приймаємо K_{p2} .

По отриманих значеннях $K_{p1} = 15$ і K_{p2} використовуючи рис 4.8 і 4.9 [1] визначаємо γ .

Якщо в розрахунку отримаємо $Q_{нк2} < 0$, то приймаємо $Q_{нк2} = 0$. Сумарну потужність конденсаторних батарей визначаємо по формулі:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}. \quad (4.12)$$

По цій потужності вибираємо комплектні конденсаторні установки. Результати розрахунків зводимо в табл. 4.2.

4.4.2 Вибір потужності конденсаторних батарей в мережі 10 кВ

Необхідну підприємству потужність компенсуючих пристроїв визначаємо по формулі:

$$Q_k = P_{ср.р} \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2), \quad (4.13)$$

де $P_{ср.р}$ – середньорічна активна потужність, що споживається електроустановкою;

$tg\varphi_1$ - тангенс кута зсуву фаз до компенсації;

$tg\varphi_2$ - тангенс кута зсуву фаз рекомендований, $tg\varphi_2 = 0,44$.

$$P_{ср.р} = \frac{W_{ар}}{T_p}, \quad (4.14)$$

де $W_{ар}$ – річна витрата активної енергії, кВт·год;

T_p – число годин робочого часу в рік, $T_p = 8760$ год.

$$P_{ср.р} = \frac{87155600}{8760} = 9949,3 \text{ кВт};$$

$$Q_k = 9949,3 \cdot (0,61 - 0,43) = 1790,9 \text{ кВАр}.$$

Врахуємо втрати реактивної потужності в цехових трансформаторах:

$$Q_{кy} = Q_k + \Delta Q, \quad (4.15)$$

де ΔQ – втрати реактивної потужності в цехових трансформаторах.

Орієнтовно $\Delta Q = 0,1 \cdot \sum S_{ном.т} з$ [3].

$$Q_{ку} = 1790,9 + 1600 = 3390,9 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{ви} = Q_{ку} = 3390,9 \text{ кВАр.}$$

На підставі розрахунків, на стороні високої напруги встановлюємо конденсаторні установки (КУ) типу : КУ - 10 - II 10 шт. по 500 кВАр.

Дані на батареї: $Q = 500$ кВАр; 1 - ступінь; питомі втрати $\Delta P_{к.б.} = 0,003$ кВт/кВАр.

КУ встановлюються на РП і ГПП на стороні 10 кВ.

Втрати активної потужності на генерацію реактивної енергії у БСК складає:

$$\Delta P_{бск.в.н} = 0,003 \cdot 5000 = 15 \text{ кВт.}$$

4.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок ведемо згідно із загальноприйнятим у вітчизняній практиці наближеним методом розрахунку струмів і напруги при коротких замиканнях, в якому прийняті наступні основні допущення [3]:

- приймаємо, що впродовж усього процесу короткого замикання ЕРС усіх генераторів системи співпадає по фазі;
- не враховується насичення магнітних систем, тобто індуктивні опори усіх елементів короткозамкнутого кола постійні і не залежать від струму;
- нехтують струмами силових трансформаторів, що намагнічують;
- не враховують ємності усіх елементів короткозамкнутого кола;
- вважається, що трифазна система є симетричною.

Після складання схеми заміщення приймаємо за базисну потужність $S_{б} = 100$ МВА, за базисну напругу $U_{б1} = 36,75$ кВ, $U_{б2} = 10,5$ кВ (основний ступінь).

Базисний струм складає:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma 1}}; \quad (4.16)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 1,57 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,52 \text{ кА}.$$

Визначимо опір елементів схеми заміщення у базисних (відносних) одиницях.

Опори кабельних ліній по наступних формулах:

$$X_K^* = X_{num} \cdot l_k \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2}; \quad (4.17)$$

$$r_K^* = r_{num} \cdot l_k \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2}. \quad (4.18)$$

Опір трансформаторів ГПП :

$$r_1^* = r_2^* = \frac{\Delta P_k}{S_{н.т}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н.т}}; \quad (4.19)$$

$$r_1^* = r_2^* = \frac{85 \cdot 10^{-3}}{16} \cdot \frac{100}{16} = 0,033 \text{ Ом};$$

$$x_1^* = x_2^* = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н.т}}; \quad (4.20)$$

$$x_1^* = x_2^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,66 \text{ Ом}.$$

Періодична складова струму КЗ розраховується по формулі:

$$I_{Kn} = \frac{I_B}{Z_{\Sigma^*}}, \quad (4.21)$$

де Z_{Σ^*} – повний опір КЗ. у відносних одиницях:

$$Z_{\Sigma^*} = \sqrt{X_{\Sigma^*}^2 + R_{\Sigma^*}^2}. \quad (4.22)$$

Постійна часу струму короткого замикання :

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_{\Sigma}}, \quad (4.23)$$

де f – частота напруги в мережі ($f = 50$ Гц), $\pi = 3,14$.

Ударний струм КЗ визначається по формулі:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot K_{y\delta}, \quad (4.24)$$

де $K_{y\delta}$ – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу T_a .

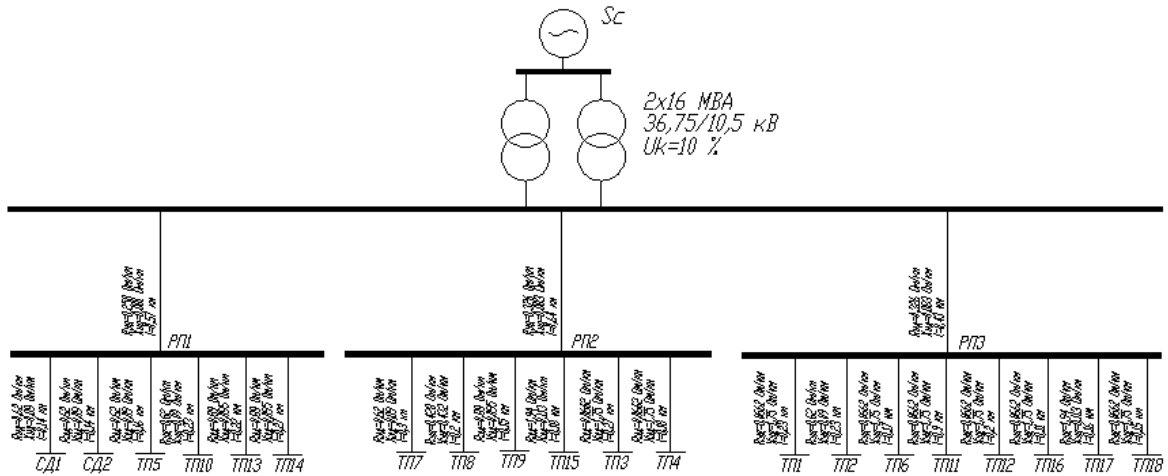


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема.

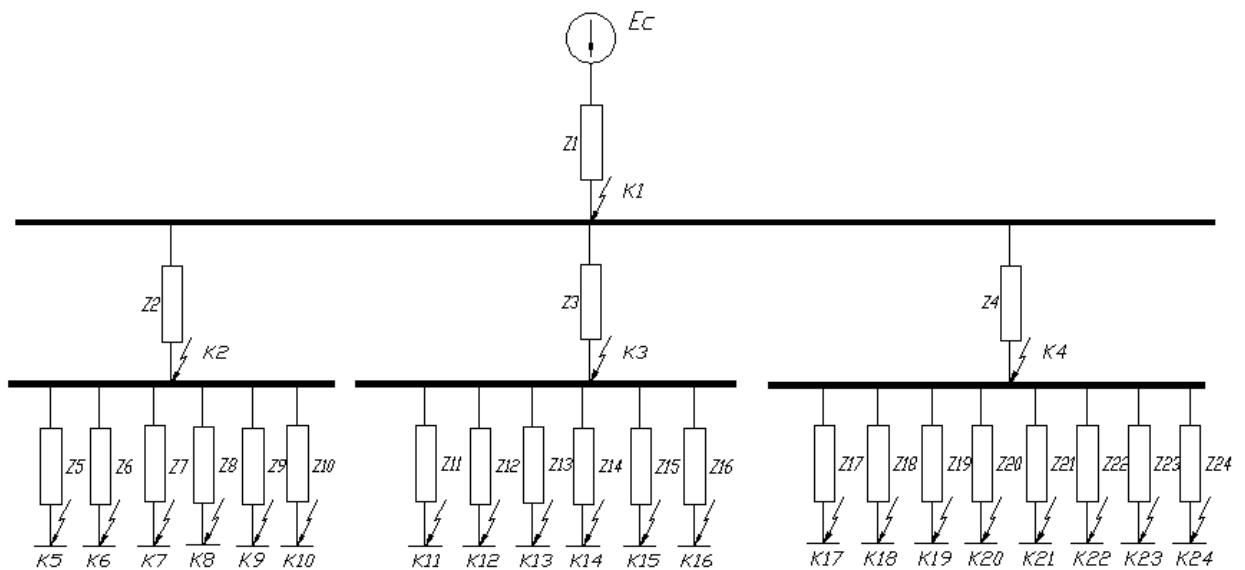


Рисунок 4.3 – Схема заміщення.

Результати розрахунків зводимо в табл. 4.4.

Таблиця 4.3 – Розрахунок струмів короткого замикання

Точка КЗ	$R_{нит}$, Ом/км	$X_{нит}$, Ом/км	$R_{кл}$, Ом	$X_{кл}$, Ом	Z , Ом	$Z_{сум}$, в.о.	$I_{кз}$, кА	$i_{уд}$, кА	$S_{кз}$, кВА
1	0,26	0,081	0,236	0,073	0,247	0,907	6,06	15,16	110,15
2	0,26	0,081	0,133	0,042	0,140	1,047	5,25	13,14	95,44
3	0,33	0,083	0,189	0,048	0,195	1,102	4,99	12,47	90,64
4	0,33	0,083	0,127	0,032	0,131	1,038	5,30	13,24	96,21
5	0,62	0,090	0,129	0,019	0,131	1,178	4,67	11,68	84,85
6	0,07	1,75	0,014	0,365	0,365	1,412	3,89	9,74	70,75
7	0,62	0,09	0,079	0,011	0,080	1,126	4,88	12,21	88,70
8	0,62	0,09	0,079	0,011	0,080	1,126	4,88	12,21	88,70
9	0,62	0,09	0,090	0,013	0,091	1,138	4,83	12,09	87,81
10	0,07	1,75	0,010	0,270	0,270	1,317	4,18	10,44	75,87
11	0,62	0,09	0,169	0,024	0,170	1,273	4,32	10,80	78,50
12	0,43	0,43	0,078	0,078	0,110	1,213	4,54	11,34	82,39
13	0,89	0,10	0,121	0,013	0,122	1,224	4,49	11,23	81,62
14	0,62	0,09	0,129	0,019	0,131	1,233	4,46	11,15	81,03
15	0,07	1,75	0,054	1,429	1,430	2,532	2,17	5,43	39,46
16	0,07	1,75	0,012	0,317	0,318	1,420	3,87	9,68	70,36
17	0,89	0,10	0,178	0,019	0,179	1,217	4,52	11,30	82,09
18	0,89	0,10	0,218	0,023	0,219	1,258	4,37	10,93	79,44
19	1,94	0,11	0,317	0,018	0,317	1,356	4,06	10,14	73,70
20	0,07	1,75	0,007	0,175	0,175	1,213	4,53	11,33	82,36
21	1,94	0,11	0,282	0,016	0,282	1,320	4,17	10,41	75,66
22	0,07	1,75	0,009	0,238	0,238	1,277	4,31	10,77	78,26
23	0,07	1,75	0,016	0,429	0,429	1,467	3,75	9,37	68,09
24	1,94	0,11	0,317	0,018	0,317	1,356	4,06	10,14	73,70

4.6 Вибір основних елементів схеми електропостачання напругою вище 1000 В

4.6.1 Вибір комутаційного обладнання

Усі апарати, струмоведучі частини повинні:

- задовольняти умовам роботи в нормальному режимі і бути стійкими при коротких замиканнях і перенапруженнях;
- відповідати техніко-економічній доцільності їх встановлення;
- відповідати роду установки і умовам довкілля;
- клас ізоляції апаратів, ізоляторів, проводів повинен відповідати

номінальній напрузі мережі. Усе обладнання вибирається за номінальними параметрами і перевіряється на динамічну і термічну стійкість при струмах короткого замикання [7].

При перевірці струмоведучих частин на термічну стійкість користуються поняттям фіктивного часу, впродовж якого усталений струм виділяє ту ж кількість тепла, що і дійсний струм короткого замикання, що змінюється в часі, за дійсний час.

$$t_{\phi} = t_{\phi.n} + t_{\phi.a}, \quad (4.25)$$

де $t_{\phi.n}$ – фіктивний час дії періодичної складової струму КЗ;

$t_{\phi.a}$ – теж для аперіодичної складової струму КЗ;

$$t_{\phi.n} = f(\beta'', t), \quad (4.26)$$

де $\beta'' = I''/I_{\infty}$, але якщо $I'' = I_{n-t} = I_{\infty}$, то $t_{\phi.n} = t_{\text{дійс.}}$ [7];

$t_{\phi.a} = 0,05(\beta'')^2$ – для мереж напругою вище 1000 В.

При $t_{\text{дійс.}} \geq 1$ с., аперіодичною складовою можна нехтувати [7].

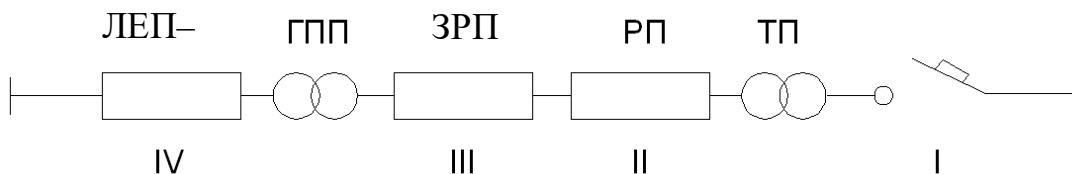


Рисунок 4.4 – Схема для визначення фіктивного часу

Таблиця 4.4 – Визначення фіктивного часу

№ ступеня	$t_{\text{вим.}}$	$t_{\text{зах.}}$	$t_{\text{дійс.}}$	$t_{\phi.a}$	$t_{\phi.n}$	t_{ϕ}
I	0,1	0,25	0,35	0,38	0,05	0,43
II	0,1	0,75	0,85	0,51	0,05	0,56
III	0,1	1,25	1,35	1,2	0,05	1,25
IV	0,2	1,75	1,95	1,6	0,05	1,65

Таблиця 4.5 – Умови для вибору комутаційного обладнання

Вибирані величини, що перевіряються	Позн.	Формула для вибору і перевірки	
		Вимикач	Віддільник, короткозамикач
Ном. напруга, кВ	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{мережі}$	$U_{ном} \geq U_{мережі}$
Номінальний струм, кА	$I_{ном}$	$I_{ном} \geq I_{р.у}$	$I_{ном} \geq I_{р.у}$
Ном. струм відключення, кА	$I_{відкл.}$	$I_{відкл} \geq I_{р.в.}$	-
Струм ел.дин.стійкості, кА	$i_{дин}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
Струм тер. стійкості за $t_{нтс}$, кА	$I_{тер}$	$I_{тер} \geq I_{\infty} \sqrt{(t_{\Pi} / t_{нтс})}$	$I_{тер} \geq I_{\infty} \sqrt{(t_{\Pi} / t_{нтс})}$

Таблиця 4.6 – Вибір комутаційного обладнання на стороні 35 кВ

Розрахункові дані	Параметри вибраної апаратури	
	Вимикачі	Роз'єднувачі
	ВГТ-35-40-У1 привід ШПЭ-33	РГ-2-35/1000 У1 привід ПДГ-14 УХЛ1
$U_{мережі} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{р.у} = 194,7$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_{уд} = 15,16$ кА	$i_{дин} = 127,5$ кА	$i_{дин} = 40$ кА
$I_{\infty} \sqrt{(t_{\phi} / t)} = 15,16 \sqrt{(1,65 / 3)} = 11,24$ кА	$I_{тер} = 50$ кА	$I_{тер} = 16$ кА

Таблиця 4.7 – Вибір комутаційного обладнання на стороні 10 кВ

Ввідний вимикач		Секційний вимикач, вимикачі РП-1, РП-2, РП-3	
ВВ/TEL -10-1600-31,5У2, електромагнітний привід з магнітною клямкою		ВВ/TEL -10-1000-20У2, електромагнітний привід з магнітною клямкою	
Розрахункова величина	Паспортні дані	Розрахункова величина	Паспортні дані
$U_{мережі} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{мережі} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{р.у.} = 1431,3$ А	$I_{ном} = 1600$ А	$I_{р.у.} = 715,7$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{р.в.} = 6,06$ кА	$i_{відкл} = 51$ кА	$i_{відкл} = 6,06$ кА	$i_{відкл} = 20$ кА
$i_{уд} = 15,16$ кА	$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 15,16$ кА	$i_{дин} = 51$ кА
$I_{\infty} \sqrt{(t_{\phi} / t)} = 8,5$ кА	$I_{тер} = 31,5$ кА	$I_{\infty} \sqrt{(t_{\phi} / t)} = 8,5$ кА	$I_{тер} = 20$ кА

Таблиця 4.8 – Вибір обмежувачів перенапруги

Тип обмежувача перенапруги	Напруга мережі, кВ	Місце встановлення	Ном. напруга, кВ	Найбільша тривало допустима $U_{роб}$, кВ	Напруга на обмежувачі, допустима на протязі 10с
ОПН-35/100-10 УХЛ1	35	На шинах 35 кВ	35	40,5	140,3
ОПН-35/56-10 УХЛ1	35	Нейтраль тр. 35 кВ	35	42	144,9
ОПН 10/12-10 УХЛ1	10	На шинах 10 кВ	10	12	21,1

4.6.2 Вибір шин на головній понижувальній підстанції

Вибираються шини в ВРП-35 кВ зі сталелегатурних проводів марки АС-185/24 з гранично допустимим струмом в ВРП $I_{дон} = 310\text{А} > I_{роз} = 204,3\text{А}$.

На стороні 10 кВ збірні шини, згідно [4], вибираються за умовами нагріву тривало протікаючим струмом і перевіряються на термічну і динамічну стійкість до струмів короткого замикання. Допустима температура при нагріві тривало протікаючих струмом дорівнює 70°C при температурі довкілля не вище 25°C . Розрахунковий струм навантаження на шини 715,7 А.

РП-10 кВ комплектується шафами типу КРП К-26 в які збірні шини поставляються заводом виготівником на струми 3200 А, 2500 А, 2000 А, 1600 А, 1000 А, 630 А. Приймаємо до виконання варіант встановлення шин на 1000 А, шини алюмінієві, АТ 100×8.

Вибираємо опорні ізолятори типу ОФ-10-375; $H=190$ мм, $D=108$ мм; прохідні ізолятори типу ИП-10/1600-750.

Перевірку шин і ізоляторів на динамічну стійкість не робимо, оскільки згідно з технічними умовами КРП К-26, динамічна стійкість збірних шин і ізоляторів відповідає динамічній стійкості вимикача ВВ/TEL - 10.

4.6.3 Вибір трансформатора струму

Трансформатори струму призначені для перетворення первинного струму у вторинний – зручного для вимірювання, релейного захисту, обліку, пристроїв

автоматики і сигналізації.

Критеріями при виборі трансформаторів є надійність електропостачання, витрата кольорового металу і споживана трансформаторна потужність. Оптимальний варіант вибирається на основі порівняння капіталовкладень і річних експлуатаційних витрат.

Вибір трансформаторів струму здійснюється:

- по номінальному струму;
- по номінальній напрузі;
- по роду встановлення;
- по конструкції.

$$U_{уст.н} \leq U_n; \quad I_m \leq I_n; \quad i_y \leq K_d \sqrt{2} I_{1н};$$

$$I_\infty^2 \cdot t_\varphi \leq (K_t \cdot I_{1н})^2 t; \quad F \leq F_{дон}.$$

Вибираємо трансформатори струму на введеннях і секційній перемичці по номінальному струму і напрузі, навантаженню первинної і вторинної котушок, допустимому класу точності і допустимій похибці, перевіряємо на термічну і динамічну стійкість до струмів короткого замикання, а також на 10% -ву похибку в колах захисту.

Для живлення пристроїв захисту трансформаторів ТДНС-16000/35, на первинній напрузі використовуємо трансформатори струму ТОЛ-35 - III - 300/5. Для живлення приладів, встановлених на стороні 10 кВ, використовуються трансформатори струму ТПЛК-10-600/5, $I_n = 1000$ А.

На відходячих фідерах комірок КРП, що живлять РП -1 до встановлення приймаємо трансформатори струму ТПЛК-10-1000/5, $I_n=600$ А, а в комірках КРП живлячих РП-2,3 до встановлення приймаємо трансформатори струму ТПЛК-10-1000/5, $I_n=600$ А.

Усі трансформатори струму вбудовані в комірку КРП К-26.

Потужність, що споживається послідовними котушками вимірювальних приладів представлена в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Вибір трансформаторів струму і напруги

Параметри	Тип	Навантаження	
		Фаза А	Фаза С
Амперметр	АЭ - 2	1,73	-
Ватметр	ФДВР - 2	1,4	1,4
Лічильник активної енергії	САЭУ	0,525	0,525
Лічильник реактивної енергії	СРЭУ	0,275	0,275
Разом		3,93	2,2

4.6.4 Вибір трансформатора напруги

Трансформатори напруги призначені для живлення включених паралельно котушок вимірювальних приладів, релейного захисту і приладів контролю ізоляції.

Вибираємо для встановлення масляний трансформатор напруги НАМИ-35 на первинну напругу 35 кВ і $S_{HV2} = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$ при класі точності 0,5; $S_{HV2} = 500 \text{ В} \cdot \text{А}$ при класі точності 1,0; $S_{HV2} = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$ при класі точності 3,0.

Вибираємо для встановлення масляний трансформатор напруги НАМИ-10 на первинну напругу 10 кВ і $S_{HV2} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$ при класі точності 0,5.

У табл. 4.10 приведені дані вимірювальних приладів, підключених до трансформатора напруги.

Таблиця 4.10 – Перевірка трансформаторів напруги

Умови вибору і перевірки	Параметри трансформаторів напруги	Розрахункова величина
$U_{ном} > U_{роб}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{роб} = 35 \text{ кВ}$
По класу точності	Клас точності - 0,5	Необхідний клас точності - 0,5
$U_{ном} > U_{роб}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{роб} = 10 \text{ кВ}$
По класу точності	Клас точності - 1	Необхідний клас точності - 1

Вибрані ТН перевіряємо по вторинному навантаженню:

$$S_{2ном} > S_2,$$

де $S_{2ном} = 150 \text{ ВА}$.

Вибираємо ТН типу НАМИ 35-2У1 і НАМИ-10-66У4.

Таблиця 4.11 – Дані приладів, приєднаних до трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Споживана потужність, ВА
Ватметр	Д - 335	0,5
Вольтметр	Э-378	2
Лічильник активної енергії	І - 680	2,5
Лічильник реактивної енергії	І - 673	3
Разом:		8

Таким чином, $S_2 = 8 \text{ ВА} < S_{2\text{ном}} = 150 \text{ ВА}$. Для розрахунку втрат напруги визначимо струми в проводах:

$$I_\phi = \frac{S_2}{U_{2н}}; \quad (4.27)$$

$$I_\phi = \frac{8}{(35 / \sqrt{3})} = 0,13 \text{ А},$$

де $U_{2\text{ном}} = \frac{35}{\sqrt{3}} \text{ В}$ – напруга на високій стороні трансформатора напруги.

Втрати напруги рівні:

$$\Delta U = I_\phi \cdot R, \quad (4.28)$$

де R – опір проводу, який визначається по формулі:

$$R = \frac{l \cdot \rho \cdot 1,73}{S}; \quad (4.29)$$

$$R = \frac{61 \cdot 0,028 \cdot 1,73}{2,5} = 1,18 \text{ Ом.}$$

де $l = 61 \text{ м}$ – довжина проводу;

$S = 2,5 \text{ мм}^2$ – переріз проводу.

$\Delta U = 0,13 \cdot 1,18 = 0,16 \text{ В}$ чи $0,1\% < 0,5\%$ – умова виконується.

4.6.5 Вибір кабельних мереж 10 кВ

Перерізи жил кабелів вибираються залежно від ряду технічних і

економічних чинників. Силові кабелі вибираються по робочій напрузі електроустановки, по числу і перерізу струмоведучих жил. Вибір перерізу жил робиться по допустимо тривалому струму, кабель перевіряється по втраті напруги і на термічну стійкість до струмів короткого замикання.

При розрахунках тривало-допустимий струм визначається по розрахунковому струму. Під час аварійних режимів допускається перевантаження кабелів 30% на час максимуму тривалістю не більше 6 годин на добу на протязі 5 діб, за умови, що в нормальному режимі кабель завантажений не більше 80% тривало допустимого струму.

Для прикладу виконаємо розрахунок кабельної лінії від РП-3 до ТП-4, результати розрахунків інших ліній занесемо в табл. 4.12.

Розрахунок струму навантаження в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (4.30)$$

$$I_p = \frac{433,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 12,53 \text{ А.}$$

Струм в аварійному режимі:

$$I_{p.\max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}; \quad (4.31)$$

$$I_{p.\max} = \frac{433,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25,07 \text{ А.}$$

Економічний переріз лінії по струму нормального режиму:

$$S_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}}, \quad (4.32)$$

де $j_{ек}$ – економічний переріз жил кабелю з алюмінієм.

При числі годин використання максимуму навантажень $T_M > 5000$ по ПУЕ $j_{ек} = 1,2 \text{ А/мм}^2$.

$$S_{ек} = \frac{12,53}{1,2} = 10,44 \text{ мм}^2.$$

Вибирається кабель марки ААБл з перерізом 16 мм^2 , в найближчому

стандартному ряду.

$$I_0 = 75 \text{ А}; r_0 = 1,94 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,113 \text{ Ом/км}.$$

Допустимий струм навантаження кабелю з урахуванням умов прокладення :

$$I_{mp.\partial on} = 75 \cdot 0,75 \cdot 1,15 = 64,68 \text{ А}, \quad (4.33)$$

де 0,75 – поправочний коефіцієнт на число кабелів;

1,06 – поправочний коефіцієнт на температуру землі.

Перевіряється завантаження кабелю в нормальному режимі:

$$z = \frac{I_p}{I_{mp.\partial on}} \cdot 100\% ; \quad (4.34)$$

$$z = \frac{12,53}{64,68} \cdot 100\% = 19,38\% .$$

У аварійному режимі допускається величина струму рівна:

$$I_{\max.\partial} = 1,3 \cdot I_{mp.\partial} ; \quad (4.35)$$

$$I_{\max.\partial} = 1,3 \cdot 64,68 = 84,09 \text{ А};$$

$$I_{\max.\partial} > I_{\max.p} .$$

Перевірка кабелю по втраті напруги :

$$\Delta U \% = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{10 \cdot U_n^2} = 0,06\% ; \quad (4.36)$$

$$r = r_0 \cdot l ;$$

$$r = 1,94 \cdot 0,18 = 0,35 \text{ Ом};$$

$$x = x_0 \cdot l ;$$

$$x = 0,113 \cdot 0,18 = 0,02 \text{ Ом}.$$

Так як $\Delta U \leq 5\%$ усі вибрані перерізи кабелів задовольняють умові.

В цілях безперебійного електропостачання до кожної ТП і РП прокладається по два кабелі вибраного перерізу.

Таблиця 4.12 – Вибір кабелів для ТП і РП

№ РП, ТП	S _р , кВА	I _{р.н.} , А	I _{р.а.} , А	Марка кабелю	S _{сек} , мм ²	Переріз кабелю	I _{макс.д.} , А	ΔU, %
РП-1	4857,3	140,38	280,77	ААБл	116,99	120	279,19	0,31
РП-2	3441,3	99,46	198,92	ААБл	82,88	95	241,07	0,33
РП-3	3907	112,92	225,84	ААБл	94,10	95	241,07	0,25
ТП-1	2025,7	58,55	117,09	ААБл	48,79	50	164,82	0,11
ТП-2	986,9	28,52	57,05	ААБл	23,77	25	114,37	0,13
ТП-3	728,2	21,05	42,09	ААБл	17,54	25	114,37	0,12
ТП-4	433,66	12,53	25,07	ААБл	10,44	16	84,09	0,06
ТП-5	1841,2	53,21	106,43	ААБл	44,34	50	84,09	0,07
ТП-6	961,17	27,78	55,56	ААБл	23,15	25	114,37	0,09
ТП-7	1562,71	45,17	90,33	ААБл	37,64	50	164,82	0,12
ТП-8	2381,89	68,84	137,68	ААБл	57,37	70	196,22	0,13
ТП-9	1148,7	33,20	66,40	ААБл	27,67	35	139,04	0,06
ТП-10	2050,54	59,26	118,53	ААБл	49,39	50	164,82	0,12
ТП-11	694,96	20,09	40,17	ААБл	16,74	25	114,37	0,56
ТП-12	729,07	21,07	42,14	ААБл	17,56	25	114,37	0,07
ТП-13	1388,13	40,12	80,24	ААБл	33,43	35	139,04	0,11
ТП-14	1388,13	40,12	80,24	ААБл	33,43	35	139,04	0,13
ТП-15	627,47	18,13	36,27	ААБл	15,11	16	88,58	0,16
ТП-16	985,01	28,47	56,94	ААБл	23,72	25	114,37	0,06
ТП-17	445,18	12,87	25,73	ААБл	10,72	16	84,09	0,05
ТП-18	985,01	28,47	56,94	ААБл	23,72	25	114,37	0,07

4.6.6 Вибір трансформатора власних потреб

Приймачі власних потреб підрозділяються на три категорії:

- а) основні, постійно включені в мережу;
- б) приймачі, включені залежно від сезонних умов;
- в) ремонтні, як правило, пересувні, такі, що підключаються тимчасово в періоди ревізій і ремонтів обладнання.

Вибір ТВП робитимемо по навантаженнях власних потреб. Основні навантаження ТВП визначаються за довідковими даними.

Основні навантаження підстанції зведемо в табл. 4.14.

За цими даними розрахуємо розрахункову потужність ТВП:

$$S_{роз} = k_n \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (4.37)$$

$$S_{роз} = 0,8 \cdot \sqrt{99,95^2 + 55,98^2} = 121,63 \text{ кВА,}$$

тут k_n – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності і завантаження. Його зазвичай приймають рівним 0,8.

Потужність трансформаторів ВП визначаємо по формулі:

$$S_m \geq \frac{S_{роз}}{K_n}; \quad (4.38)$$

$$S_m = \frac{121,63}{1,3} = 93,56 \text{ кВА.}$$

Остаточню приймаємо до встановлення трансформатор потужністю 160 кВА - ТМ - 160 10/0,4.

Технічні дані ТВП представлені в табл. 4.14.

Таблиця 4.13 – Основні навантаження підстанції

Найменування навантаження	Встановлена потужність		$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Розрахункове навантаження на трансформатор	
	Одиниці, кВт×к-ть	Загальна потужність, кВт			$P_{уст}, \text{кВт}$	$Q_{уст}, \text{кВАр}$
Опалювання, вентиляція шаф КРПЗ	1×20	20	0,9	0,48	18	9,6
Освітлення шаф КРПЗ	0,08×20	1,6	1	0	1,6	-
Обігрів вимикачів і їх приводів	5×3	15	0,85	0,62	12,75	9,3
Обігрів приводів роз'єднувачів	0,7×20	14	0,85	0,62	11,9	8,68
Апаратура зв'язку	-	1,2	1	0	1,2	-
Зовнішнє освітлення підстанції	0,25	2,5	1	0	2,5	-
Охолодження трансформаторів Т1, Т2	2×2	4,0	0,85	0,62	3,4	2,48
Опалення, вентиляція і освітлення ЗРП, поєднаного з ОПУ	-	54	0,9	0,48	48,6	25,92
РАЗОМ					99,95	55,98

Таблиця 4.14 - Технічні дані ТВП

Марка трансформатора, кількість	$S_{ном}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$U_{к}, \%$	$I_{xx}, \%$
2×ТМ160/10/0,4	160	10	0,4	0,54	2,65	4,5	2,4

4.7 Розрахунок цехової низьковольтної мережі

4.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі напругою до 1000 В

Цей цех відноситься до сухих приміщень, в яких відносна вологість не перевищує 60 %. Електроприймачі цеху розташовані по виробничих ділянках прямолінійно, тому їх живлення доцільно здійснювати за схемою трансформатор - магістраль. Електроприймачі цеху живлять від ПР-1, ПР-2, ПР-3, які у свою чергу живлять від ТП-12 за допомогою кабелів. Розподільчу мережу виконуємо кабелем АБВГ, прокладеним в електрозварних металорукавах, трубах, згідно [3].

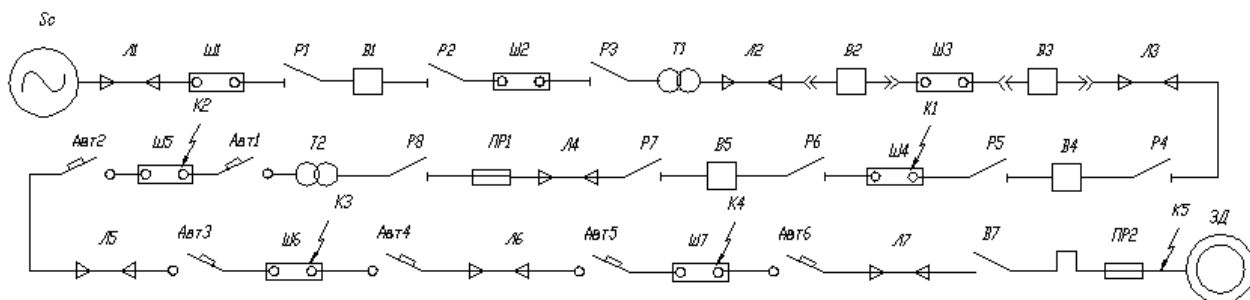


Рисунок 4.5 – Розрахункова схема

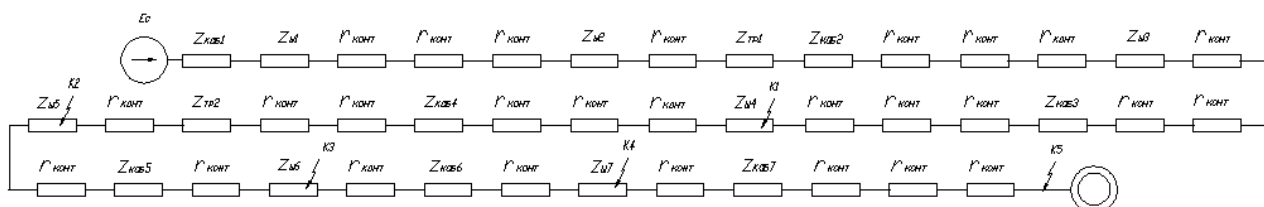


Рисунок 4.6 – Схема заміщення

Розрахунок проводимо в іменованих одиницях. Визначимо опір окремих елементів мережі.

Опір елементів схеми електропостачання вищої напруги до трансформатора ГПП складають:

$$r_{num} = 0,162 \text{ Ом/км}, x_{num} = 0,413 \text{ Ом/км}, l = 10 \text{ км.}$$

$$r_{\Sigma B1} = r_{num} \cdot l; \quad (4.39)$$

$$r_{\Sigma B1} = 0,162 \cdot 10 = 1620 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma B1} = x_{num} \cdot l; \quad (4.40)$$

$$x_{\Sigma B1} = 0,413 \cdot 10 = 4130 \text{ мОм.}$$

Приведемо опір до напруги 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma 0,4} = r_{\Sigma B1} \cdot K_m^2; \quad (4.41)$$

$$r_{\Sigma 0,4} = 1620 \cdot (0,4/35,75)^2 = 0,19 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 0,4} = x_{\Sigma B1} \cdot K_m^2; \quad (4.42)$$

$$x_{\Sigma 0,4} = 4130 \cdot (0,4/35,75)^2 = 0,49 \text{ мОм.}$$

Опір трансформаторів ГПП:

$$r_{mp1} = \frac{\Delta P_k}{S_{н.мп}} \cdot \frac{U_n^2}{S_{н.мп}}; \quad (4.43)$$

$$r_{mp1} = \frac{85 \cdot 10^3}{16 \cdot 10^6} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 0,053 \text{ мОм};$$

$$x_{mp1} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{н.мп}}; \quad (4.44)$$

$$x_{mp1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 1,05 \text{ мОм.}$$

Опір елементів схеми ЕП вищої напруги до ЗРП складають:

$$r_{num} = 1,94 \text{ Ом/км}, x_{num} = 0,113 \text{ Ом/км}, l = 0,18 \text{ км.}$$

$$r_{\Sigma B2} = 1,94 \cdot 0,18 = 350 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma B2} = 0,113 \cdot 0,18 = 20 \text{ мОм.}$$

Приведемо опір до напруги 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma 0,4} = 350 (0,4/10,5)^2 = 0,507 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 0,4} = 20 (0,4/10,5)^2 = 0,029 \text{ мОм.}$$

Кабель, що живить РП-3, марки ААБл 4×95: $l = 0,64$ км:

$$R_{pn} = 0,326 \cdot 0,64 = 208,6 \text{ мОм}; x_{pn} = 0,083 \cdot 0,64 = 53,12 \text{ мОм.}$$

Приведемо опір до напруги 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma 0,4} = 208,6 (0,4/10,5)^2 = 0,302 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 0,4} = 53,12 (0,4/10,5)^2 = 0,077 \text{ мОм.}$$

Для трансформатора типу ТМ - 1000:

$$R_{mp} = \frac{12,5 \cdot 10^3}{1 \cdot 10^6} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{1 \cdot 10^6} = 2 \text{ мОм};$$

$$X_{mp} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{1 \cdot 10^6} = 0,8 \text{ мОм}.$$

Кабель, що живить ТП-12, марки ААБл 4×25: $l = 0,2$ км:

$$R_{mn} = 0,0662 \cdot 0,2 = 13,24 \text{ мОм}; \text{ мОм}; x_{mn} = 1,75 \cdot 0,2 = 350 \text{ мОм}.$$

Приведемо опір до напруги 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma 0,4} = 13,24 (0,4/10,5)^2 = 0,019 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 0,4} = 350 (0,4/10,5)^2 = 0,508 \text{ мОм}.$$

Кабель, що живить ПР, марки ААБл 4×25, $l = 0,024$ км:

$$R_{np} = 0,0662 \cdot 0,024 = 1,59 \text{ мОм}; x_{np} = 1,75 \cdot 0,024 = 42 \text{ мОм}.$$

Кабель, що живить АП-50, марки АВВГ 4×16, $l = 50$ м:

$$r_{щp} = 1,94 \cdot 0,05 = 97 \text{ мОм}; x_{щp} = 0,0675 \cdot 0,05 = 3,38 \text{ мОм}$$

Кабель, що живить верстат, марки АВВГ 4×2, 5, $l = 20$ м:

$$r_{к2} = 0,095 \cdot 0,02 = 1,9 \text{ мОм}; x_{к2} = 0,8 \cdot 0,02 = 16 \text{ мОм}.$$

Опір контактних з'єднань розподільчої мережі приймаються від 0,015 Ом до 0,03 Ом залежно від місця знаходження відносно РП.

Точка К1.

Опір контактів приймаємо рівним 15 мОм.

$$x_{\Sigma к1} = x_{\Sigma 0,4} + x_{mp}; \quad (4.45)$$

$$x_{\Sigma к1} = 0,49 + 1,05 + 0,029 = 1,57 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma к1} = r_{\Sigma 0,4} + r_m + r_{конт1}; \quad (4.46)$$

$$r_{\Sigma к1} = 0,19 + 0,053 + 0,507 + 15 = 15,75 \text{ мОм}.$$

Визначимо струм КЗ в точці К1:

$$I_{КЗк1} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma к1}^2 + r_{\Sigma к1}^2}}; \quad (4.47)$$

де U_H - лінійна напруга трансформатора, $U_H = 400$ В.

$$I_{КЗк1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,57^2 + 15,75^2}} = 14,61 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_{y\partial} \quad (4.48)$$

де $K_{y\partial}$ – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу T_a , $K_{y\partial} = 1$;

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 14,61 = 20,6 \text{ кА.}$$

Точка К2.

Опір контактів приймаємо рівним 20 мОм.

$$x_{\Sigma K2} = x_{\Sigma K1} + x_{каб} + x_{pn} + x_{mp} + x_{np} + x_K; \quad (4.49)$$

$$r_{\Sigma K2} = r_{\Sigma K1} + r_{каб} + r_{pn} + r_{mp} + r_{np} + r_K; \quad (4.50)$$

$$x_{\Sigma K2} = 1,57 + 0,302 + 2 + 0,019 = 3,89 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma K2} = 20,91 + 0,029 + 0,8 + 0,508 + 20 = 42,25 \text{ мОм.}$$

Визначимо струм К3 в точці К2:

$$I_{K3K2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,89^2 + 42,25^2}} = 5,45 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 5,45 = 7,74 \text{ кА.}$$

Точка К4.

Опір контактів приймаємо рівним 25 мОм.

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma K2} + x_{каб} + x_{np}; \quad (4.51)$$

$$r_{\Sigma K3} = r_{\Sigma K2} + r_{каб} + r_{np} + r_K; \quad (4.52)$$

$$x_{\Sigma K3} = 3,89 + 1,59 = 5,48 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma K3} = 42,28 + 42 + 25 = 109,28 \text{ мОм.}$$

Визначимо струм К3 в точці К3:

$$I_{K3K3} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{5,48^2 + 109,28^2}} = 2,11 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 2,11 = 3,0 \text{ кА.}$$

Точка К4.

Опір контактів приймаємо рівним 30 мОм.

$$x_{\Sigma K4} = x_{\Sigma K3} + x_{каб} + x_{цр}; \quad (4.53)$$

$$r_{\Sigma K4} = r_{\Sigma K3} + r_{каб} + r_{цр} + r_K; \quad (4.54)$$

$$x_{\Sigma K4} = 5,48 + 97 = 102,48 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma K4} = 109,29 + 3,38 + 30 = 142,67 \text{ мОм.}$$

Визначимо струм КЗ в точці К4:

$$I_{K3K4} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{102,48^2 + 142,67^2}} = 1,15 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 1,15 = 1,63 \text{ кА}.$$

Точка К5.

Опір контактів приймаємо рівним 30 мОм.

$$x_{\Sigma K5} = x_{\Sigma K4} + x_{\text{каб}}; \quad (4.55)$$

$$r_{\Sigma K5} = r_{\Sigma K4} + r_{\text{каб}} + r_K; \quad (4.56)$$

$$x_{\Sigma K5} = 102,48 + 1,9 = 104,38 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma K5} = 142,67 + 16 + 30 = 188,67 \text{ мОм}.$$

Визначимо струм КЗ в точці К5:

$$I_{K3K5} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{104,38^2 + 188,67^2}} = 0,84 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 0,84 = 1,19 \text{ кА}.$$

4.7.2 Вибір обладнання в мережі напругою до 1000 В

Система 380/220 В задовольняє основним умовам живлення споживачів:

- можливість живлення спільно освітлення і електродвигунів;
- відносно низька напруга між «землею» і «проводом».

Визначення електричних навантажень приведене в табл. 2.1, електроприймачі цеху розбиті на групи по числу розподільних шаф.

Приведений вибір автоматичних вимикачів на підстанції, це автомати з комбінованим розчеплювачем серії АВМ.

Таблиця 4.15 – Вибір ввідних автоматичних вимикачів

АВМ-10с (А1, А2)	
Розрахункова величина	Паспортні дані
$U_{н.у.} = 0,38 \text{ кВ}$	$U_n = 0,5 \text{ кВ}$
$I_{р.у.} = 715,1 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 20,6 \text{ кА}$	$I_{\text{max.відкл.}} = 35 \text{ кА}$
$I_{кз} = 14,61 \text{ кА}$	$I_{\text{нал}} = 5-10I_n; (5-10 \text{ кА})$
$I_{р.пуск.} = 858 \text{ А}$	$I_{\text{розч.}} = 1,0-1,4I_n; (1000-1400 \text{ А})$

Таблиця 4.16 - Вибір автоматичних вимикачів ліній, що відходять

АВМ -10с (А3, А6)	
Розрахункова величина	Паспортні дані
$U_{н.у.} = 0,38$ кВ	$U_H = 0,5$ кВ
$I_{р.у.} = 715,1/2 = 357,6$ А	$I_H = 600$ А
$i_{уд} = 20,6$ кА	$I_{max.відкл.} = 35$ кА
$I_{кз} = 14,61$ кА	$I_{нал} = 5-10I_H; (3-6$ кА)
$I_{р.пуск.} = 429$ А	$I_{розч} = 1,0-1,4I_H; (600-840$ А)

Таблиця 4.17 – Вибір секційного вимикача

АВМ-10с (А5)	
Розрахункова величина	Паспортні дані
$U_{н.у.} = 0,38$ кВ	$U_H = 0,5$ кВ
$I_{р.у.} = 429 + 86 = 514,8$ А	$I_H = 600$ А
$i_{уд} = 20,6$ кА	$I_{max.відкл.} = 35$ кА
$I_{кз} = 14,61$ кА	$I_{нал} = 5-10I_H; (2-4$ кА)
$I_{р.пуск.} = 617,76$ А	$I_{розч} = 1,0-1,4I_H; (600-840$ А)

Вибір перерізу кабельних ліній розподільної мережі 0,4 кВ, робимо за умовами нагріву, результати розрахунків зводимо в табл. 4.18, спосіб прокладення кабелів – в трубах.

Таблиця 4.18 – Вибір перерізу кабельних ліній 0,4 кВ

№ ЕП на плані	Кількість ЕП, шт	Переріз кабелю, що живить ЕП	Марка кабелю	$I_{р.н.},$ А	Довжина, м	$I_{доп.},$ А
ШР-1	3	4×35	АВВГ	76,78	72	85
ШР-2	5	4×50	АВВГ	93,10	46	120
ШР-3	3	4×16	АВВГ	35,49	22	55
ШР-4	7	4×6	АВВГ	21,89	74	30
ШР-5	3	4×120	АВВГ	187,51	48	200
ШР-6	4	4×4	АВВГ	10,38	24	23
ШР-7	4	4×35	АВВГ	70,65	76	85
ШР-8	4	4×16	АВВГ	44,0	50	60
ШР-9	4	4×35	АВВГ	78,93	26	85
1	2	4×50	АВВГ	103,6	18	120
2	2	4×25	АВВГ	61,14	24	70
3	1	4×120	АВВГ	134,8	8	200
4	2	4×16	АВВГ	36,8	35	55
5	1	4×2, 5	АВВГ	10,1	8	20
6	1	4×2, 5	АВВГ	15,9	48	20

продовження таблиці 4.18

1	2	3	4	5	6	7
7	1	4×2, 5	АВВГ	2,17	36	20
8	2	4×2, 5	АВВГ	2,39	34	20
9	1	4×2, 5	АВВГ	1,77	24	20
10	2	4×2, 5	АВВГ	1,77	8	20
11	4	4×2, 5	АВВГ	1,77	20	20
12	2	4×2, 5	АВВГ	4,02	20	20
13	2	4×2, 5	АВВГ	2,82	5	20
14	3	4×2, 5	АВВГ	4,02	8	20
15	3	4×2, 5	АВВГ	5,63	20	20
16	3	4×2, 5	АВВГ	4,02	2	20
17	4	4×2, 5	АВВГ	2,82	4	20

4.7.3 Розрахунок занулення

При замиканні фази на занулений корпус, електропроводка автоматично відключається, якщо значення струму однофазного короткого замикання $I_{кз}^{(1)}$ задовольняє умові:

$$I_{кз}^{(1)} \geq k \cdot I_{ном}, \quad (4.57)$$

де k – коефіцієнт кратності струму, при захисті електроустановки плавкими запобіжниками приймається ≥ 4 .

Струм однофазного короткого замикання визначається по формулі:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{мережі}}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot Z_{K2}}, \quad (4.58)$$

де $U_{мережі} = 380\text{В}$ – напруга низьковольтної мережі,

$Z_{K2} = 0,216\text{ Ом}$ – повний опір в точці $K5$ з підпункт 4.7.1.

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 0,216} = 339\text{ А},$$

$I_{пл.вст.} = 100\text{А}$ – для запобіжника, що живить двигун верстата поз. №15 на плані цеху.

$$I_{кз}^{(1)} / I_{пл.вст.} = 339 / 100 = 3,34 > 3 \text{ умова виконується.}$$

Запобіжник забезпечує відключення електроустановки. На занулений корпус діє струм однофазного КЗ на землю. Тим самим зводиться до мінімуму

небезпека ураження електрострумом обслуговуючого персоналу.

4.8 Релейний захист і автоматика

4.8.1 Релейний захист трансформаторів головної понижувальної підстанції

Передбачаємо захист трансформаторів від наступних видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

- багатофазних замикань в обмотках і на виводах;
- однофазних замикань на землю в обмотках і на виводах;
- виткових замикань в обмотках;
- струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми струмами КЗ;
- струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;
- пониження рівня масла.

Для захисту силових трансформаторів передбачаємо наступні види захистів:

- газовий захист;
- поздовжній диференціальний струмовий захист;
- струмова відсічка;
- захист від багатофазних КЗ на шинах НН;
- захист від перевантаження;
- захист від міжфазних КЗ.

Для живлення кіл захисту застосовується випрямлений оперативний струм.

4.8.2 Газовий захист

Газовий захист реагує на утворення газів, які спроводжуються пошкодженнями всередині кожуха трансформатора, у відсіку відпаювань перемикача пристрою регулювання коефіцієнта трансформації, а також діє при надмірному пониженні рівня масла. Передбачаємо можливість перекладу дії

відключаючого контакту газового реле на сигнал і виконання роздільної сигналізації від сигнального і відключаючого контактів реле. Газове реле відсіку РПН діє тільки на відключення.

4.8.3 Поздовжній диференціальний струмовий захист

Вторинні обмотки трансформаторів струму на стороні вищої напруги сполучаємо в трикутник, а на стороні нижчої напруги – в неповну зірку. Початкові дані і вибір трансформаторів струму зводимо в табл. 4.19.

Таблиця 4.19 – Початкові дані і вибір трансформаторів струму

Параметри	Формули	Сторона напруги	
		35 кВ (I)	10 кВ (II)
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, що відповідає його номінальній потужності, А	$I_n = \frac{S_{н.м.}}{\sqrt{3}U_{н.сп.}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 251,7$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880,8$
Схема з'єднання трансформаторів струму	-	Δ	Y
Коефіцієнт схеми включення реле захисту	k_{cx}	$\sqrt{3}$	1
Первинний максимальний робочий струм, А	$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{н.сп.}}$	$\frac{24762,2}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 389,5$	$\frac{24762,2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1363,2$
Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_{I_{роз}} = \frac{k_{cx} \cdot I_p}{5}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 389,5}{5} = 134,8$	$\frac{1 \cdot 1363,2}{5} = 272,64$
Прийнятий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	$\frac{300}{5} = 60$	$\frac{600}{5} = 120$
Вторинний струм в плечах захисту, що відповідає номінальній потужності трансформатора, А	$K_{н.г} = \frac{k_{cx} \cdot I_n}{K_I}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 134,8}{60} = 3,89$	$\frac{1 \cdot 272,64}{120} = 2,27$

Застосовуємо для диференціального захисту реле РНТ - 565.

Визначимо струм спрацьовування захисту по умові налаштування відкидка струму намагнічення.

$$I_{с.з} \geq 1,3I_n; \quad (4.59)$$

$$I_{c.3I} \geq 1,3 \cdot 386,8 = 502,84 \text{ A};$$

$$I_{c.3II} \geq 1,3 \cdot 1363,2 = 1772,16 \text{ A}.$$

Визначимо струм спрацьовування захисту по умові налаштування від максимального первинного струму небалансу:

$$I_{c.з.} \geq 1,3 \cdot \frac{E + \Delta U_{рег}}{100} \cdot I_{K \max}^{(3)}, \quad (4.60)$$

де E – повна похибка трансформаторів струму %;

$\Delta U_{рег}$ – діапазон зміни напруги від номінальної %;

$I_{K \max}^{(3)}$ – максимальний струм короткого замикання з пункту 4.5.

Тут ми не враховуємо складову струму небалансу, обумовлену невідповідністю коефіцієнтів трансформації.

$$I_{c.з.II} \geq 1,3 \cdot \frac{10+16}{100} \cdot 6060 = 2048 \text{ A};$$

$$I_{c.з.I} \geq 1,3 \cdot \frac{(10+16)}{100} \cdot 6060 \cdot \frac{10,5}{36,75} = 585 \text{ A}.$$

Приймаємо $I_{c.з.II} = 2048 \text{ A}$, $I_{c.з.I} = 585 \text{ A}$.

Струм спрацьовування реле :

$$I_{c.p} = \frac{k_{cx}^{(3)} \cdot I_{c.з.}}{K_I}; \quad (4.61)$$

$$I_{c.pII} = \frac{\sqrt{3} \cdot 585}{60} = 16,9 \text{ A},$$

$$I_{c.pI} = \frac{1 \cdot 2048}{120} = 17,07 \text{ A}.$$

Приймаємо сторону нижчої напруги за основну сторону. Розрахункове число витків обмотки насичувального трансформатора струму (НТС) реле, для основної сторони:

$$W_{осн.роз} = \frac{F_{c.p.}}{I_{c.p.ос}}, \quad (4.62)$$

де $F_{c.p} = 100 \text{ A}$.

$$W_{осн.роз} = \frac{100}{17,07} = 5,86.$$

Приймаємо $W_{осн} = 6$.

Розрахункове число витків НТС реле для неосновної сторони:

$$W_{неосн.роз} = \frac{W_{осн} \cdot I_{неосн}}{I_{н.в.неосн}};$$

$$W_{неосн.роз} = \frac{6 \cdot 17,07}{16,9} = 6,1.$$

Приймаємо $W_{неосн} = 7$.

Первинний розрахунковий струм небалансу з урахуванням складової, обумовленої округленням розрахункового числа витків неосновної сторони :

$$I_{нб.р.мах} = \frac{E + \Delta U_{рег}}{100} I_{К\max}^{(3)} + \frac{W_{неосн} - W_{неосн.роз}}{W_{неосн}} I_{К\max}^{(3)}; \quad (4.63)$$

$$I_{нб.р.мах} = \frac{10 + 16}{100} 6060 + \frac{7 - 6}{7} 6060 = 2441,7 \text{ А.}$$

Уточнене значення струму спрацьовування реле на основній стороні:

$$I_{с.р.осн} = \frac{F_{с.р.}}{W_{осн}} = \frac{100}{6} = 16,67 \text{ А.}$$

Уточнене значення струму спрацьовування захисту на основній стороні:

$$I_{с.з.} = I_{с.р.осн} \cdot \frac{K_{Iосн}}{K_{сх}}; \quad (4.64)$$

$$I_{с.з.} = 16,67 \cdot \frac{120}{1} = 2000 \text{ А.}$$

Дійсне значення коефіцієнта налаштування:

$$k_{нал.} = \frac{I_{с.з.}}{I_{нб.р.мах}}; \quad (4.65)$$

$$k_{нал.} = \frac{2000}{2441,7} = 0,82 < 1,3.$$

Коефіцієнт чутливості :

$$K_q = \frac{I_{К\min}^{(2)}}{I_{с.з.}}; \quad (4.66)$$

$$K_q = \frac{5,83}{1,43} = 4,08 > 2,25.$$

Остаточно приймаємо $W_{осн} = 6$ і $W_{неосн} = 7$.

4.8.4 Струмова відсічка

Для захисту від коротких замикань в колах напругою 35 кВ до трансформатора і для резервування захисту трансформатора передбачаємо струмову відсічку.

Захист працює від вбудованих у вимикач QI трансформаторів струму (ТС) з коефіцієнтом трансформації 300/5. В якості реле вибираємо реле струму РТ - 40.

Струм спрацьовування реле :

$$I_{с.р.} = \frac{k_{нал} \cdot K_{сх}^{(3)} \cdot I_{к.зовн.мах}^{(3)}}{K_I}, \quad (4.67)$$

де $k_{нал}$ - коефіцієнт налаштування;

$K_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

$I_{к.зовн.мах}^{(3)}$ – струм зовнішнього короткого замикання, А;

K_I – коефіцієнт трансформації.

Для реле РТ - 40 за наявності вихідного проміжного реле $k_{нал} = 1,2 \dots 1,4$.

Струм зовнішнього короткого замикання – це $I_{к.мах}^{(3)}$ в точці К2, приведений до 35 кВ.

$$I_{к.зовн.мах}^{(3)} = I_{Кмах}^{(3)} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = 6060 \cdot \frac{10,5}{36,75} = 1731,4 \text{ А};$$

$$I_{с.р.} = \frac{1,3 \cdot 1 \cdot 1731,4}{60} = 45 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{с.р} = 45 \text{ А}$.

Тоді струм спрацьовування захисту :

$$I_{с.з.} = I_{с.р.} \cdot K_I \cdot k_{сх}^{(3)}; \quad (4.68)$$

$$I_{с.з.} = 45 \cdot 60 \cdot 1 = 2700 \text{ А}.$$

Чутливість захисту при двофазному замиканні:

$$k_2 = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (4.69)$$

де $I_{K \min}^{(2)}$ – струм двофазного короткого замикання в точці К1, А,

$$k_2 = \frac{5834}{2700} = 2,16 > 2.$$

4.8.5 Захист від багатofазних коротких замикань на стороні низької напруги

Для захисту збірних шин РП-10 кВ і для резервування захисту ліній, що відходять, передбачаємо максимальний струмовий захист з комбінованим пуском по напрузі, працюючу від трансформаторів струму ввідної коміррки РП-10 кВ і трансформатора напруги РП-10 кВ.

Захист виконуємо двома реле струму типу РТ-40, фільтр реле напруги зворотної послідовності РНФ-1М і мінімальним реле напруги типу РН-54/168.

Захист виконуємо з двома витримками часу, діючими послідовно на відключення вимикача НН і на вихідні проміжні реле захисту трансформатора.

Струм спрацьовування реле визначається з умови його повернення при протіканні через захист номінального струму сторони НН трансформатора:

$$I_{c.p.} = \frac{k_{нал} \cdot K_{cx}^{(3)} \cdot I_n}{K_n \cdot K_I}, \quad (4.70)$$

де $k_{нал} = 1,2$ - коефіцієнт налаштування;

k_n – коефіцієнт повернення реле струму.

$$I_{c.p.} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 715,7}{0,8 \cdot 300} = 3,5 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{c.p.} = 4 \text{ А.}$

Струм спрацьовування захисту :

$$I_{c.з.} = \frac{I_{c.p.} \cdot K_I}{k_{cx}^{(3)}}; \quad (4.71)$$

$$I_{c.з.} = \frac{4 \cdot 300}{1} = 1200 \text{ А.}$$

Первинну напругу спрацьовування фільтру реле напруги зворотної послідовності визначаємо з умови настроєння від напруги небалансу в режимі навантаження.

$$U_{2c.з.} = 0,06 \cdot U_{ном}, \quad (4.72)$$

де $U_{ном}$ – номінальна міжфазна напруга трансформатора напруги, В.

$$U_{2c.з.} = 0,06 \cdot 35 = 2,1 \text{ В.}$$

Первинну напругу спрацьовування мінімальних реле напруги приймаємо:

$$U_{c.p.} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 35 = 24,5 \text{ В.}$$

Напруга спрацьовування захисту :

$$U_{c.з.} = U_{c.p.} \cdot K_U = 24,5 \frac{16000}{35} = 11200 \text{ В.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту по струму:

$$K_{\psi} = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (4.73)$$

де $I_{K \min}^{(2)}$ – струм двофазного короткого замикання в точці К2, А.

$$K_{\psi} = \frac{5833}{1200} = 4,8 > 1,5.$$

Першу витримку часу приймаємо на ступінь селективності $\Delta t = 0,5$ с більше витримки часу захисту, встановленого на секційному вимикачі шин НН. Другу витримку часу приймаємо на ступінь Δt більше за першу.

$$t_1 = t_{секц} + \Delta t = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с;}$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

4.8.6 Резервний захист від міжфазних коротких замикань

Для резервування відключення багатофазних КЗ на шинах НН, а також для резервування основних захистів трансформатора передбачаємо максимальний струмовий захист з комбінованим пуском по напрузі. Захист приєднуємо до ТС, встановленим на стороні ВН. Виконуємо захист з двома

реле струму типу РТ - 40. В якості пускових органів захисту використовуємо комбінований пусковий орган захисту, встановлений на стороні НН. Захист виконуємо з однією витримкою часу, діючою на вихідні проміжні реле захисту трансформатора.

Струм спрацьовування захисту вибираємо аналогічно пункту 4.8.5.

$$I_{c.p.} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 204}{0,8 \cdot 60} = 5,1 \text{ А};$$

$$I_{c.з.} = \frac{2 \cdot 60}{1} = 120 \text{ А};$$

$$K_q = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (4.74)$$

$$\text{де } I_{K \min}^{(2)} = I_{K \min(K2)}^{(2)} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 4640 \cdot \frac{10,5}{36,75} = 1666,7 \text{ А.}$$

$$K_q = \frac{1666,7}{12080} = 13,9 > 1,5.$$

Витримку часу захисту приймаємо рівною найбільшій з витримок часу захистів від багатофазних КЗ, встановлених на стороні НН трансформатора $t = 3 \text{ с}$.

4.8.7 Захист від перевантажень

Захист здійснюємо одним реле струму типу РТ-40, включеним на струм однієї фази.

Захист приєднуємо до трансформатора струму, встановленому на стороні НН.

Захист діє з витримкою часу на сигнал.

Струм спрацьовування реле :

$$I_{c.p.} = \frac{k_{нал} \cdot I_n}{K_n \cdot K_I}. \quad (4.75)$$

Тут коефіцієнт налаштування враховує тільки похибку в струмі спрацьовування і приймається $k_{нал} = 1,05$.

$$I_{c.p.} = \frac{1,05 \cdot 715,7}{0,8 \cdot 300} = 3,13 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту :

$$I_{c.з.} = I_{c.p.} \cdot K_I; \quad (4.76)$$

$$I_{c.з.} = 4 \cdot 300 = 1200 \text{ А.}$$

Витримку часу приймаємо більшою витримки часу захисту від міжфазних КЗ

$$t = 3 + 0,5 = 3,5 \text{ с.}$$

4.8.8 Захист трансформаторів цехових підстанцій

Захист трансформаторів розглянемо на прикладі ТП 5.

Для захисту трансформаторів передбачаємо запобіжник типу ПКТ, реле тиску і ввідні автоматичні вимикачі на стороні НН. Для резервування служить струмова відсічка, встановлена на вимикачі живлячої лінії. Реле тиску спрацьовує при підвищенні тиску у баку трансформатора і впливає на відключаючу котушку вимикача навантаження, встановленого на стороні ВН.

Плавку вставку запобіжника для запобігання спрацьовуванню в нормальному режимі і при кидках струму намагнічення трансформатора вибираємо за номінальним струмом:

$$I_{вс.ном} \approx 2 \cdot I_{т.ном}. \quad (4.77)$$

Для трансформатора ТМ - 1600/10:

$$I_{т.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{1600}{1,73 \cdot 10} = 92,3 \text{ А,}$$

$$I_{вс.ном} \sim 2 \cdot 92,35 = 184 \text{ А.}$$

Вибираємо запобіжник ПКТ 104 - 6 - 200 - 12,5УЗ з $I_{вс.ном} = 200 \text{ А.}$

При спрацьовуванні запобіжник впливає на привід вимикача навантаження і вимикач навантаження при цьому відключається. Цим виключається неповнофазний режим роботи, небезпечний для електродвигунів.

4.8.9 Автоматика

У електропостачанні підприємства застосовуємо наступні види автоматики :

- автоматичне введення резерву (АВР);
- автоматичне повторне включення (АПВ);
- автоматичне частотне розвантаження (АЧР);
- автоматичне регулювання напруги трансформаторів.

Не виключено, що економічно доцільним може бути робота одного трансформатора на ГПП (наприклад, у святкові дні). При роботі одного трансформатора вводиться АВР на іншому трансформаторі. АВР спрацьовує при відключенні працюючого трансформатора, або при зникненні напруги 35 кВ на введенні працюючого трансформатора. При цьому включається вимикач ВГТ, що подає напругу 35 кВ на резервний трансформатор, і ввідний вимикач в РП - 10 кВ.

АВР передбачаємо на секційних вимикачах РП - 10 кВ на ГПП і РП. При спрацьовуванні АВР включається секційний вимикач і обидві секції шин отримують живлення від одного трансформатора. АВР передбачаємо також на стороні 0,4 кВ для споживачів першої категорії.

АПВ передбачаємо на ввідних вимикачах РП - 10 кВ ГПП. Його вводять в дію при роботі тільки одного трансформатора. АПВ передбачаємо також на магістральних лініях, що відходять. Це дає можливість застосування неселективної струмової відсічки на лініях, що відходять.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Автоматичний захист асинхронного двигуна від перевантаження і нагріву

Останніми роками впроваджується принципово новий вигляд захисту електродвигунів від перегріву, виконаний на напівпровідникових елементах, контролюючих температуру. Такий захист електродвигунів від перегріву називають температурним. Він складається з напівпровідникового керуючого пристрою і терморезисторів з позитивним температурним коефіцієнтом опору (перетворювачів теплоти). При використанні терморезисторів СТ14-1А і СТ14-1Б температура спрацьовування захисту відповідно складає 105 °С і 135 °С. Терморезистор СТ14-1А представляє собою диск діаметром 3 мм і завтовшки 1,5 мм. Перетворювачі теплоти (по одному на фазу) встановлюють в асинхронному електродвигуні при його виготовленні або капітальному ремонті, а також в процесі експлуатації в лобових частинах з боку вільного кінця валу. Між собою їх сполучають послідовно ізольованими проводами з мідною жилою перетином не менше 0,5 мм², а вільні кінці виводять в коробку виводів і заміряють опір всього кола терморезисторів, яке при температурі 20±5°С повинно бути в межах 120 ... 150 Ом.

5.1.1 Пристрої вбудованого температурного захисту

Пристрої вбудованого температурного захисту УВТЗ-1 і УВТЗ-4А, що випускаються промисловістю, не розрізняються за принципом дії, хоча схеми і конструкція апаратів різні.

Пристрої уніфіковані для всіх типорозмірів електродвигунів, взаємозамінні і не вимагають регулювання при монтажі і експлуатації. Вони призначені для спільної роботи, з магнітними пускачами серії ПМЕ, ПА, ПАЕ і ін. в мережах напругою 220/380 В. Довготривалий допустимий струм контактів 4 А, розривна потужність 300 ВА.

Пристрій УВТЗ-1 складається зі струмового ключа, зібраного на транзисторах V7 і V8 і виконавчого реле K2, керованого тріністором V9. Вузол живлення включає діодний місток V1...V4, стабілітрон V5, конденсатор C1 і резистори R1 і R2 для обмеження струму в колі живлення. Резистори R3, R4, R6 і терморезистори, що підключаються до затискачів 5 і 6, створюють дільники напруги, до середніх точок яких підключені бази транзисторів V7 і V8.

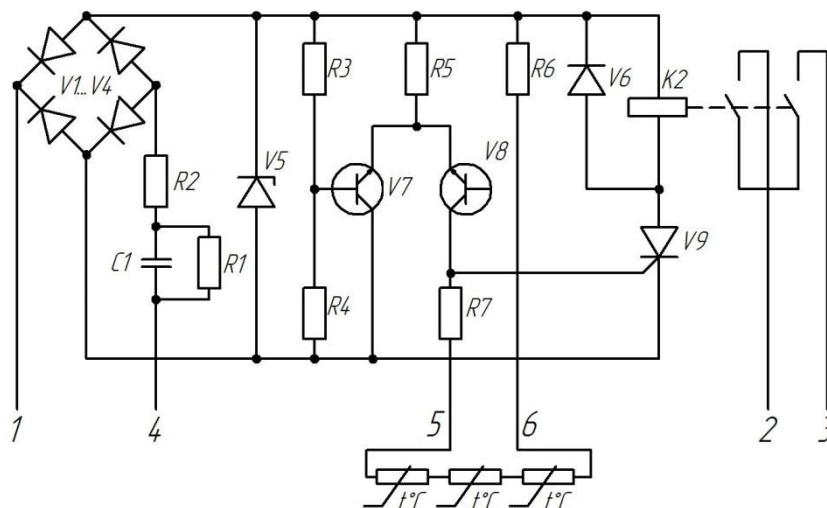


Рисунок 5.1 – Електрично-принципова схема УВТЗ-1

При натисненні кнопки «Пуск» (52) пристрій УВТЗ-1 затискачами 1 та 4 підключається до джерела живлення. Якщо температура обмоток електродвигуна нижча за критичну температуру, то опір терморезисторів буде менше опору спрацьовування, транзистор V7 буде закритий, а транзистор V8 – відкритий. На перехід керованого тріністора V9 подається позитивний потенціал. Тріністор відкривається, замикаючи кола котушки проміжного реле K2, яке своїми замикаючими контактами включає котушку магнітного пускача. Електродвигун підключається до джерела живлення.

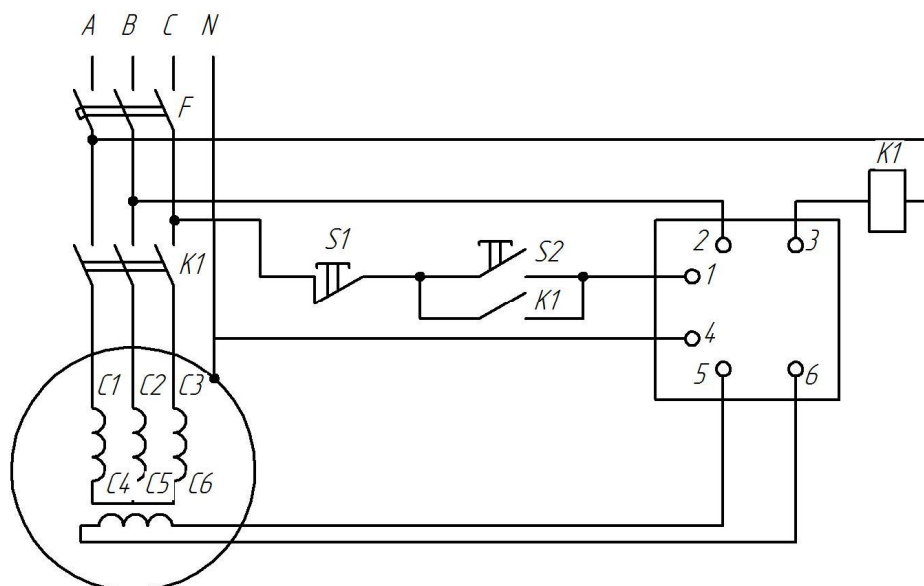


Рисунок 5.2 – Електрична схема включення УВТЗ-1 в коло магнітного пускача

При підвищенні температури обмотки статора вище допустимої опір терморезисторів різко зростає, що приводить до замикання транзистора V8 і включенню транзистора V7. Керуючий перехід триністора V9, знеструмлюється, проміжне реле K2 відключається, розриваючи коло котушки магнітного пускача, Електродвигун відключається від джерела живлення. Магнітний пускач залишиться розімкненим на час охолодження обмоток статора, поки температура їх не стане менше максимально допустимої.

Можливі несправності в елементах схеми приводять до відключення електродвигуна, чим забезпечується автоматичний самоконтроль за її роботою.

Монтаж температурного захисту зводиться до встановлення і кріплення на опорній основі керуючого пристрою, відповідного типу магнітного пускача, з'єднанню їх між собою і з проводами терморезисторів, підключенню до джерела живлення.

Працездатність змонтованого пристрою перевіряють натисненням кнопки «Пуск» (S2). Якщо всі елементи схеми справні і вона зібрана правильно, електродвигун повинен включатися під напругу. Працездатність захисту перевіряють на холостому ході, розриваючи, а потім закорачуючи коло терморезисторів в коробці виводів. В обох випадках електродвигун повинен відключатися.

Пристрої захисного відключення є високочутливими елементами захисту, що реагують на перевищення струму витоку понад допустиму величину в трифазних і однофазних мережах з глухозаземленою нейтраллю.

Чутливість захисних пристроїв, що характеризується величиною струму спрацьовування, обумовлюється умовами пожежної безпеки і електробезпеки. Для виробничих електроустановок струм уставки захисно-відключаючих пристроїв приймається рівним 20 мА, а побутових – 10 мА.

У разі перевищення струму витоку (наприклад, при пошкодженні ізоляції електропроводки, ізоляції обмоток електродвигуна щодо корпусу, дотику людей або тварин з частинами електроустановки, що знаходяться або випадково опинилися під напругою) пристрій захисного відключення, впливаючи на комутаційний апарат (магнітний пускач, контактор, автоматичний вимикач з електромагнітним приводом), відключає електроустановку. Пристрої захисного відключення чутливі до дуже малих струмів витоку, але не відключають струмоприймачі при двох- і трифазних коротких замиканнях. Захисно-відключаючі пристрої, сумісні з вимикачами АЄ-2000, позбавлені цих недоліків.

5.1.2 Пристрій ЗОУП-25

Пристрої захисного відключення виготовляються різних типів (РУД-024; РУД-022; ЗОУП-25 і ін.) і конструкцій, але в основу роботи їх покладений один принцип: вимірювання геометричної суми струмів трьохфазних або однофазних електроприймачів з нульовим проводом за допомогою диференціальних трансформаторів струму. Захисно-відключаючий пристрій ЗОУП-25 широко застосовується в виробничих електроустановках.

Він призначений для комутації струму трифазних електричних кіл напругою 380 В і силою струму до 25 А, що живляться від електричних мереж з глухозаземленою нейтраллю, і для захисту людей і тварин від ураження електричним струмом при зіткненні їх з частинами електроустановки, що знаходяться або випадково опинилися під напругою.

Пристрій може нормально працювати при температурі від -40 до $+40^{\circ}\text{C}$, відносній вологості до 90% , коливаннях напруги $0,85\dots 1,1$ номінальної. Час відключення пошкодженої ділянки електричної мережі не більше 50 мс. Допустима частота включень (при відносній тривалості включення $\text{ПВ}=40\%$) до 150 в годину.

Пристрій ЗОУП-25 є комбінованим апаратом, що складається з магнітного пускача типу ПМЕ-211 і блоку чутливого захисту, кнопок «Пуск», «Стоп», «Контроль», електрично зв'язаних між собою і вбудованих в кожух пілоблизкозахисного виконання. На передню панель кожуха винесені кнопки і лінза сигнальної лампи, що світиться при включенні пристрою.

Електрична схема пристрою ЗОУП-25 містить наступні вузли: диференціальний трансформатор струму ДТС, підсилювач, виконаний на транзисторах $V11$, $V12$ і $V13$, вихідне реле $K2$, блок стабілізованого живлення, виконаний на діодному містку $V7\dots V10$, стабілітроні $V6$, конденсаторах $C2$ і $C3$, резисторах $R9$ і $R10$, вузол контролю включеного стану, виконаний на резисторі $R11$ і сигнальній лампі H , вузол імітації витоку, виконаний на резисторі $R12$ і кнопці $S3$ («Контроль»).

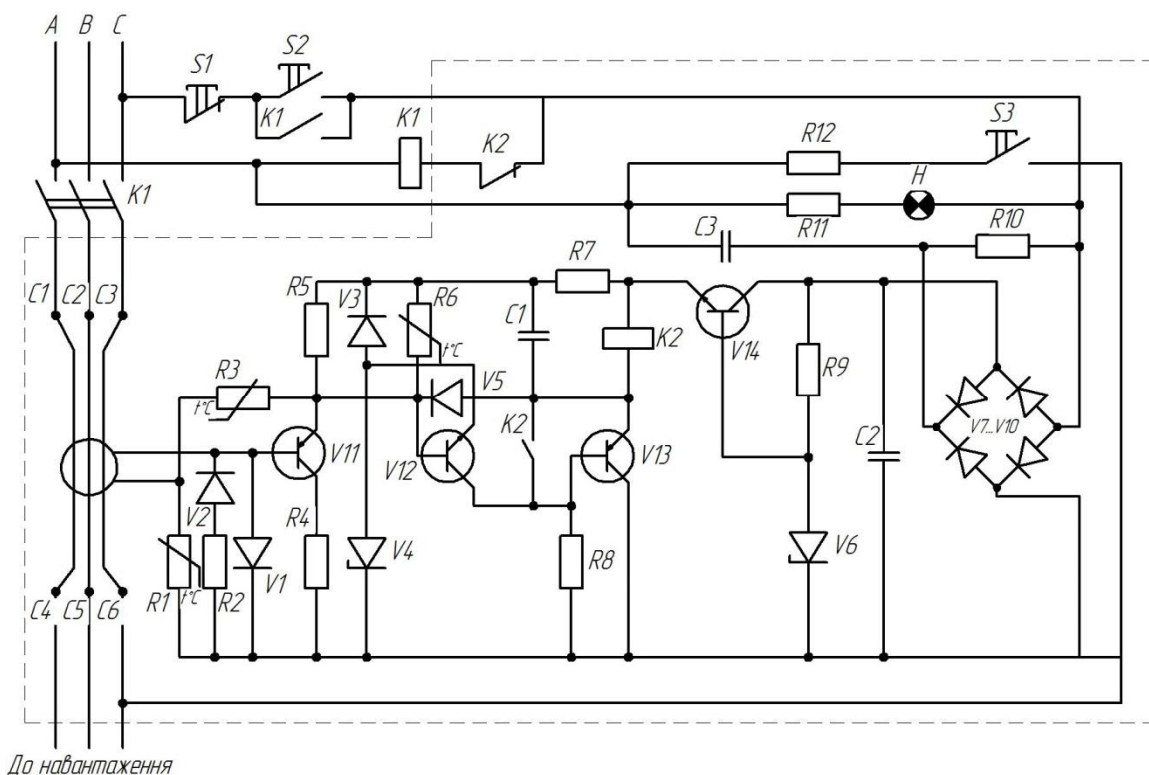


Рисунок 5.3 –Принципова електрична схема ЗОУП-25

Пристрій ЗОУП-25 працює таким чином: при натисненні на кнопку «Пуск» напруга мережі подається одночасно до блоку захисту і до котушки магнітного пускача. Якщо в колі навантаження немає струму витoku або він менше струму уставки, то пристрій не спрацьовує і магнітний пускач включає електродвигун в мережу. За наявності або появи струму витoku, що перевищує струм уставки захисного пристрою, сигнал з вторинної обмотки диференціального трансформатора поступає в підсилювач, а з нього на котушку реле К2. Розмикаючими контактами реле розриває коло котушки магнітного пускача і відключає електродвигун від джерела живлення.

Перевірка працездатності ЗОУП-25 відбувається за допомогою кнопки S3 («Контроль»). При її натисненні через резистор R12 потече струм, більший струму уставки в 1,5 рази. При цьому захисний-відключаючий пристрій повинен відключити магнітний пускач.

5.1.3 Універсальний блок захисту асинхронних електродвигунів УБЗ-301

Призначений для постійного контролю параметрів мережевої напруги і значень фазних/лінійних струмів трифазного електрообладнання 380 В/50 Гц, в першу чергу асинхронних електродвигунів, в т.ч. і в мережах з ізольованою нейтраллю. Випускається трьома модифікаціями: 5-50 А, 10-100 А, 63-630 А.

Здійснює повний і ефективний захист електрообладнання шляхом короткочасного відключення від мережі або блокуванням його пуску в наступних випадках:

- неякісна мережева напруга (обрив, перекося фаз, неприпустимі скачки і провали напруги, порушення чергування, злипання фаз);
- симетричне перевантаження по фазних/лінійних струмах викликане механічними перевантаженнями;
- несиметричне перевантаження по фазних/лінійних струмах, пов'язане з пошкодженням всередині двигуна;
- несиметрія фазних струмів без перевантаження, пов'язана з порушенням

- ізоляції всередині двигуна і/або кабелю;
- захист по мінімальному пусковому/рабочому струму – зникнення моменту на валу двигуна ("сухий хід" для насосів);
- перевірка рівня опору ізоляції обмоток двигуна на корпус до пуску (при рівні $< 0,5$ МОм – блокування);
- захист по струмах витоку на "землю" під час роботи із заборотою АПВ.

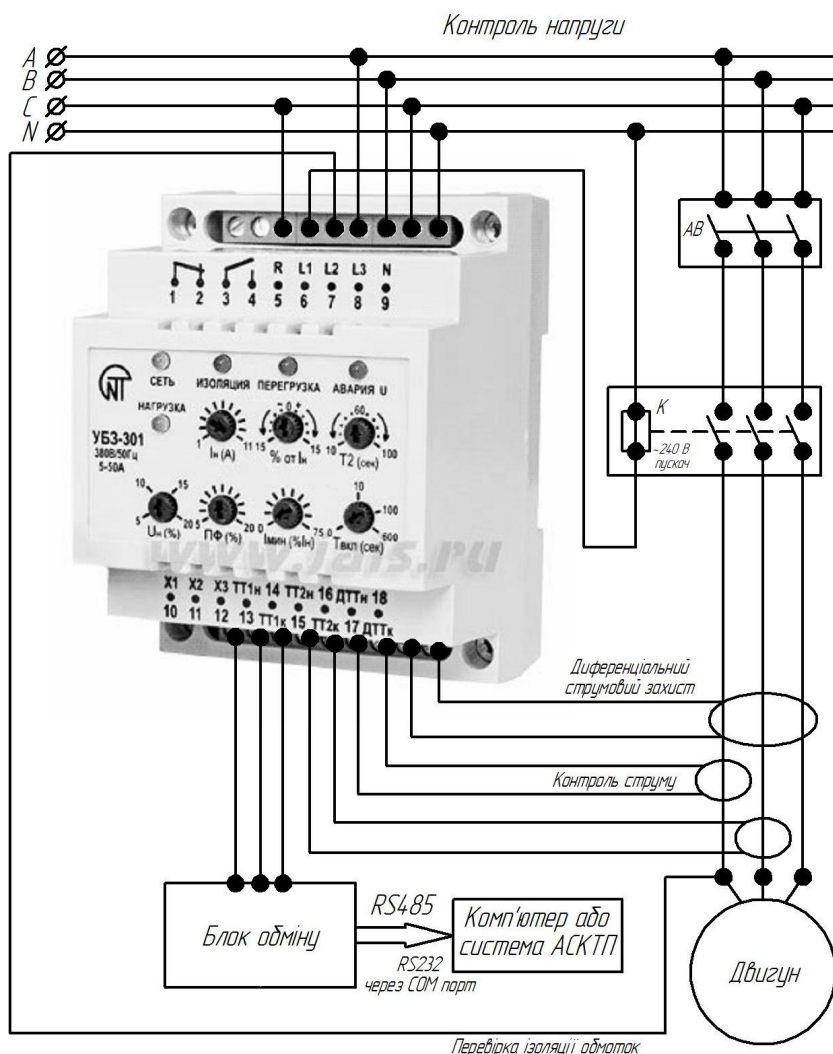


Рисунок 5.4 – Універсальний блок захисту асинхронних електродвигунів УБЗ-301

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Визначення капітальних вкладень

Капітальні витрати в систему електропостачання включають наступні складові елементи:

$$K = K_{ЛЕП} + K_{во} + K_{КТП}, \quad (6.1)$$

де $K_{ЛЕП}$ – капіталовкладення на спорудження ліній електропередач.

$K_{во}$ – капіталовкладення на встановлення високовольтного електрообладнання;

$K_{КТП}$ – капіталовкладення на встановлення трансформаторних підстанцій, що складаються з силових трансформаторів, розподільчих пристроїв, релейного захисту і автоматики, а також допоміжних споруд.

Для розрахунку використовуємо укрупнені показники вартості. Результати розрахунку капітальних вкладень приведені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Розрахунок капіталовкладень за проектом

	Число елементів, шт., км	Вартість елементів, тис. грн.			
		обладнання	монтаж	будівельна частина	повна
1	2	3	4	5	6
Трансформатор силової ТДНС -16000/35/10У1	2	6800	3400	1360	23120
Вимикач ВГТ-35П-50/31500 У1	3	613,6	306,8	122,72	3129,36
Роз'єднувач РГ-2-35/1000УХЛ1	12	51,43	25,715	10,286	1049,172
Роз'єднувач РГ-1-35/1000УХЛ2	2	41,12	20,56	8,224	139,808
Трансформатор струму ТОЛ-35П-300/5	9	56,46	28,23	11,292	863,838
Трансформатор напруги НАМИ-35	2	44,85	22,425	8,97	152,49
Високочастотний загороджувач ВЗ-630-0,5	2	12,4	6,2	2,48	42,16

продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5	6
Панель релейного захисту	4	82	41	16,4	557,6
Комірка К-26	3	430	215	86	2193
Комірка К-26 з секц. вимикачем	1	385	192,5	77	654,5
Комірка К-26 з вимикачем	10	400	200	80	6800
Комірка К-26 з НАМИ-10	2	382	191	76,4	1298,8
Разом по ГПП					40073,76
Повітряна лінія з перерізом 185 мм ² , км	24	88,43	44,215	17,686	3607,944
Кабельна лінія з перерізом 120 мм ² , км	1,5	895,9	447,95	179,18	2284,55
Кабельна лінія з перерізом 95 мм ² , км	1,35	792	396	158,4	1817,64
Разом по лініях					7710,13
2 КТП 10/0,4 на 400 кВА	2	640,84	320,42	128,168	2178,86
2 КТП 10/0,4 на 630 кВА	5	597,62	298,81	119,524	5079,77
2 КТП 10/0,4 на 1000 кВА	6	1020,24	510,12	204,048	10406,45
2 КТП 10/0,4 на 1600 кВА	5	1330	665	266	11305,00
КТП 10/0,4 на 1000 кВА	2	506,73	253,365	101,346	1722,88
Разом по КТП					28970,07
Сумарні капітальні витрати <i>K</i>					76753,96

6.2 Визначення річних експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати:

$$B_E = B_a + B_{ep} + C_e, \quad (6.2)$$

де B_a – щорічні амортизаційні відрахування від капітальних витрат, грн.;

B_{ep} – витрати по поточній експлуатації і ремонту мереж і електрообладнання, грн.;

C_e – вартість втрат електроенергії в мережах і обладнання на ГПП і ТП, грн.

Щорічні амортизаційні відрахування від капітальних витрат:

$$B_a = p_a \cdot K, \quad (6.3)$$

де p_a – загальна норма, відсотки, визначаються по додатку 12 [1].

Таблиця 6.2 – Результати розрахунку амортизаційних відрахувань

Найменування	K , тис. грн.	p_a , %	V_a , тис.грн.
ГПП	40073,76	9,4	3766,93
Повітряні, кабельні лінії	7710,13	3	231,30
КТП	28970,07	10,4	3012,89
Сумарні річні амортизаційні відрахування V_a , тис.грн.			7011,13

Витрати по поточній експлуатації мережі і електрообладнання:

$$V_{ep} = p_e \cdot K, \quad (6.4)$$

де p_e – норма відрахувань від капітальних вкладень на поточний ремонт і обслуговування, у відсотках, визначається по додатку 12 [1].

Таблиця 6.3 – Результати розрахунку витрат по поточній експлуатації мережі і електрообладнання

Найменування	K , тис. грн.	p_e , %	V_{ep} , тис.грн.
ГПП	40073,76	3	1202,21
Кабельні лінії	7710,13	1,5	115,65
КТП	28970,07	4	1158,80
Сумарні річні експлуатаційні витрати V_{ep} , тис.грн.			2476,67

Визначаємо вартість втрат електроенергії C_e .

Вартість втрат електроенергії C_e по усій мережі визначається за допомогою питомої вартості втрат енергії c_e :

$$C_e = \Delta W \cdot c_e, \quad (6.5)$$

де ΔW – сумарні втрати електроенергії.

Струм, що протікає по лініях і трансформаторах, викликає сумарні втрати енергії ΔW :

$$\Delta W = \Delta W_l + \Delta W_m + \Delta W_{kmt} + \Delta W_{л0,4}, \quad (6.6)$$

де ΔW_l – втрати електроенергії в розподільних лініях 6-10 кВ, кВт;

ΔW_m – втрати електроенергії в трансформаторах, кВт;

ΔW_{kmt} – втрати електроенергії в КТП 6-10/0,4, кВт;

$\Delta W_{л0,4}$ – втрати електроенергії в мережі напругою до 1000 В, кВт.

При $T_m = 4592$ год., час максимальних втрат :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (6.7)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4592}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2980 \text{ год./рік.}$$

Втрати електроенергії в розподільних лініях 6-10 кВ $\Delta W_{л}$ складають 4% від передаваної електроенергії $\Delta W_{пер} = 87155600$ кВт·год.:

$$\Delta W_{л} = 0,04 \cdot \Delta W_{пер}; \quad (6.8)$$

$$\Delta W_{л} = 0,04 \cdot 87155600 = 3486224 \text{ кВт·год.}$$

Втрати енергії в двох паралельно працюючих трансформаторах ГПП :

$$\Delta W_m = 2 \cdot \Delta P_x \cdot T + 0,5 \cdot \Delta P_k \cdot \tau, \quad (6.9)$$

де ΔP_x – активні втрати холостого ходу, кВт; $\Delta P_x = 18$ кВт;

T – час роботи приймача, год.; приймаємо $T = 8760$ год.;

ΔP_k – втрати короткого замикання, кВт; $\Delta P_k = 85$ кВт;

τ – час максимальних втрат, год.; $\tau = 2980$ год./рік.

$$\Delta W_m = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + 0,5 \cdot 85 \cdot 2980 = 442010 \text{ кВт.}$$

Втрати електроенергії в мережі напругою до 1000 В $\Delta W_{л0,4}$ складають 2% від передаваної електроенергії $\Delta W_{пер}$:

$$\Delta W_{л0,4} = 0,02 \cdot \Delta W_{пер}, \quad (16.10)$$

$$\Delta W_{л0,4} = 0,02 \cdot 87155600 = 1743112 \text{ кВт·год.}$$

Сумарні втрати електроенергії :

$$\Delta W = 3486224 + 442010 + 1743112 = 5671346 \text{ кВт·год.}$$

$$c_{eo} = 0,0769 \text{ грн./кВт·год.}$$

$$C_e = 5671346 \cdot 0,0769 = 436126 \text{ тис. грн.}$$

Отже, річні експлуатаційні витрати:

$$B_e = 7011,13 + 2476,67 + 436126 = 445614,3 \text{ тис. грн.}$$

6.3 Складання кошторису електроенергетичних витрат

Визначимо чисельність ремонтно-експлуатаційного персоналу. Для розрахунку чисельності необхідно визначити трудоемність ремонтних робіт на

основі нормативів системи планово-запобіжного ремонту обладнання і мереж промислової енергетики. Ця система орієнтована на проведення капітального і поточного ремонтів, робіт по технічному обслуговуванню обладнання.

Для визначення трудоемності ремонтних робіт проводимо розрахунки. Розрахунок зводимо в табл. 6.4.

Нормативи трудоемності ремонтів заносимо в таблицю з урахуванням поправочних коефіцієнтів за умовами експлуатації і конструктивних особливостей обладнання. Річну трудоемність на групу обладнання визначаємо шляхом множення кількості одиниць обладнання на кількість ремонтів і трудоемність одного ремонту.

Річну трудоемність оглядів T_e і нерегламентованого технічного обслуговування $T_{то}$ розраховуємо на основі норми трудоемності поточного ремонту по формулах:

$$T_e = n \cdot m_o \cdot k_{скл.то} \cdot t_{m.p}; \quad (16.11)$$

$$T_{то} = 12 \cdot n \cdot k_{скл.т.о} \cdot t_{m.p} \cdot k_{зм}, \quad (16.12)$$

де n – кількість одиниць обладнання або мереж;

m_o – кількість оглядів в році;

$k_{скл.о}$, $k_{скл.т.о}$ – коефіцієнти складності оглядів і ТО відповідно;

$t_{m.p}$ – норми трудоемності поточного ремонту;

$k_{зм}$ – коефіцієнт змінності обслуговуючого персоналу.

Розрахункова трудоемність з урахуванням пуско-налагоджувальних і непередбачених робіт:

$$T_p = (T_{рем} + T_e + T_{то}) \cdot 1,5, \quad (6.13)$$

де T_p – розрахункова річна трудоемність ремонтів обладнання;

$T_{рем}$ – сумарна трудоемність ремонту;

T_e – сумарна трудоемність огляду.

$T_{то}$ – сумарна трудоемність технічного огляду.

$$T_p = 22766 \cdot 1,5 = 34164 \text{ чол.}\cdot\text{год.}$$

Річна трудоемність ремонтного обслуговування електрообладнання і електромереж виробничих цехів:

$$T_c = 0,5 \cdot T_p; \quad (6.14)$$

$$T_c = 0,5 \cdot 34164 = 17082 \text{ чол.}\cdot\text{год.}$$

Сумарна трудоемність ремонтних робіт по електрогосподарству:

$$T_{\Sigma el} = T_p + T_c; \quad (6.15)$$

$$T_{\Sigma el} = 34164 + 17082 = 51246 \text{ чол.}\cdot\text{год.}$$

Облікова чисельність ремонтно-експлуатаційного персоналу :

$$Ч = \frac{T_{\Sigma el}}{\Phi_{II} \cdot k_{BH} \cdot k_B}, \quad (6.16)$$

де Φ_{II} – річний номінальний фонд часу одного робітника, год;

k_{BH} – коефіцієнт виконання норм, рівний 1,1;

k_B – коефіцієнт використання робочого часу.

Облікова чисельність ремонтно-експлуатаційного персоналу:

$$Ч = \frac{51246}{2107 \cdot 1,1 \cdot 0,875} = 25,27 \approx 25 \text{ чол.}$$

Чисельність ремонтних $Ч_p$ і експлуатаційних $Ч_e$ робітників розподіляється згідно трудоемності робіт по ремонту або технічному обслуговуванню.

Загальна трудоемність (100 %) або 22776 чол.·год.

Трудоемність ремонтних робіт приблизно 20,6 % або 5908,64 чол.·год.

Трудоемність оглядів і техобслуговування складає приблизно 79,4 % або 819,28 + 16048,08 = 16867,36 чол.·год.

Загальна чисельність ремонтно-експлуатаційного персоналу (100%) – 25 людей.

Чисельність ремонтного персоналу приблизно 20,6 % або 5 чоловік.

Чисельність експлуатаційного персоналу приблизно 79,4 % або 20 людей.

Основна заробітна плата робітників визначається відповідно до чисельності ремонтних $Ч_p$ і експлуатаційних $Ч_e$ робітників, річного номінального фонду робочого часу одного робітника T_n і тарифних ставок середнього розряду C_m :

$$\Phi_{mp} = Ч_p \cdot \Phi_{np} \cdot C_{mp}; \quad (6.17)$$

$$\Phi_{me} = \Phi_e \cdot \Phi_{не} \cdot C_{me}, \quad (6.18)$$

де Φ_{mp} – тарифний фонд заробітної плати ремонтників, грн.;

Φ_{me} – тарифний фонд заробітної плати експлуатаційників, грн.;

T_{np} – річний номінальний фонд робочого часу ремонтника, год.;

$T_{не}$ – річний номінальний фонд робочого часу експлуатаційника, год.;

C_{mp} – годинна тарифна ставка ремонтного персоналу,

$$C_{mp} = 52,25 \text{ грн./год.};$$

C_{me} – годинна тарифна ставка експлуатаційного персоналу,

$$C_{me} = 48,32 \text{ грн./год.},$$

$$\Phi_{mp} = 5 \cdot 2048 \cdot 52,25 = 535040 \text{ грн.};$$

$$\Phi_{me} = 20 \cdot 2107 \cdot 48,32 = 2036204,8 \text{ грн.}$$

До годинного фонду заробітної плати включається премія до тарифного фонду заробітної плати :

- для експлуатаційників – 25% премії за економію електроенергії і безаварійну роботу, 25% – за роботу в нічний час;
- для ремонтників – 40% премії за виконання норм вироблення, 25% за роботу в нічний час.

Премії ремонтного і експлуатаційного персоналу :

$$\Phi_{npp} = 0,65 \cdot \Phi_{mp}; \quad (6.19)$$

$$\Phi_{npp} = 0,65 \cdot 535040 = 347776 \text{ грн.};$$

$$\Phi_{npe} = 0,5 \cdot \Phi_{me}; \quad (6.20)$$

$$\Phi_{npe} = 0,5 \cdot 2036204,8 = 1018102,4 \text{ грн.}$$

Денний фонд заробітної плати, що враховує подвійну оплату експлуатаційного чергового персоналу у святкові дні:

$$\Phi_{de} = 2 \cdot C_{me} \cdot 6 \cdot \Phi_{en} \cdot n, \quad (6.21)$$

де Φ_{en} – чисельність експлуатаційного персоналу, працюючого у святкові дні; (складає 50% чисельності експлуатаційного персоналу $\Phi_{en} = 0,5 \cdot \Phi_{э} = 0,5 \cdot 19 = 10$ чол.).

$$\Phi_{de} = 2 \cdot 48,32 \cdot 6 \cdot 20 \cdot 12 = 139161,6 \text{ грн.}$$

Додаткова заробітна плата ремонтного і експлуатаційного персоналу, пов'язана з оплатою щорічних відпусток і виконанням державних обов'язків :

$$\Phi_{\text{додр}} = 0,11 \cdot \Phi_{\text{тр}}; \quad (6.22)$$

$$\Phi_{\text{додр}} = 0,11 \cdot 535040 = 58854,4 \text{ грн.};$$

$$\Phi_{\text{доде}} = 0,11 \cdot \Phi_{\text{те}}; \quad (6.23)$$

$$\Phi_{\text{доде}} = 0,11 \cdot 2036204,8 = 223982,53 \text{ грн.}$$

Районний коефіцієнт нараховується на величину $\Phi_{\text{осн}}$ і рівний $K=1,16$.

Основна заробітна плата ремонтного і експлуатаційного персоналу з урахуванням районного коефіцієнта:

$$\Phi_{\text{оснр}} = 1,15 \cdot (\Phi_{\text{тр}} + \Phi_{\text{прр}} + \Phi_{\text{додр}}); \quad (6.24)$$

$$\Phi_{\text{оснр}} = 1,15 \cdot (535040 + 347776 + 58854,4) = 1082920,96 \text{ грн.};$$

$$\Phi_{\text{осне}} = 1,15 \cdot (\Phi_{\text{те}} + \Phi_{\text{пре}} + \Phi_{\text{доде}} + \Phi_{\text{д}}); \quad (6.25)$$

$$\Phi_{\text{осне}} = 1,15 \cdot (2036204,8 + 1018102,4 + 223982,53 + 139161,6) = 3930039,03 \text{ грн.};$$

$$\Phi_{\text{осн}} = \Phi_{\text{осне}} + \Phi_{\text{оснр}}; \quad (6.26)$$

$$\Phi_{\text{осн}} = 1082920,96 + 3930039,03 = 5013989,99 \text{ грн.}$$

З урахуванням премій і доплат фонди основної заробітної плати для монтерів і майстрів по експлуатації електричних мереж і ремонтного персоналу складають відповідно:

- відрахування до пенсійного фонду, медичне і соціальне страхування і інші складуть – 30,2%.

$$\Phi_{\text{відр.}} = 0,302 \cdot (\Phi_{\text{осне}} + \Phi_{\text{оснр}}); \quad (6.27)$$

$$\Phi_{\text{відр.}} = 0,302 \cdot 5013989,99 = 1514224,98 \text{ грн.}$$

Середньомісячна заробітна плата експлуатаційного і ремонтного персоналу :

$$ЗП^P = \frac{\Phi_{\text{осн}}^P + \Phi_{\text{відр.}}^P}{9 \cdot 12}; \quad (6.28)$$

$$ЗП^P = \frac{1082920,96 + 327042,13}{5 \cdot 12} = 23499,38 \text{ грн.};$$

$$ЗП^E = \frac{\Phi_{\text{осн}}^E + \Phi_{\text{відр.}}^E}{34 \cdot 12}; \quad (6.29)$$

$$ЗП^E = \frac{3930039,03 + 1186871,79}{20 \cdot 12} = 21320,46 \text{ грн.}$$

Річний фонд оплати праці промислово-виробничого персоналу складає:

$$\Phi_{OP} = \Phi_{осн}^e + \Phi_{відр.}^e + \Phi_{осн}^p + \Phi_{відр.}^p; \quad (6.30)$$

$$\Phi_{OP} = 5013989,99 + 1514224,98 = 6528214,97 \text{ грн.}$$

6.4 Розрахунок поточних витрат на обслуговування електроустаткування

Вартість матеріалів, що йдуть на поточний ремонт електрообладнання, складає 25% від основної заробітної плати робітників:

$$\Phi_{см} = 0,25 \cdot \Phi_{осн}; \quad (6.31)$$

$$\Phi_{см} = 0,25 \cdot 5013989,99 = 1253497,5 \text{ грн.}$$

Інші витрати рахувати у розмірі 20% від річного фонду основної заробітної плати робітників :

$$\Phi_{ін} = 0,2 \cdot \Phi_{осн}; \quad (6.32)$$

$$\Phi_{ін} = 0,2 \cdot 5013989,99 = 1002798 \text{ грн.}$$

Амортизаційні відрахування визначаються на основі норм амортизації (9,5%) і вартості капітальних вкладень.

$$\Phi_{ам} = \frac{9,5}{100} \cdot K = \frac{9,5}{100} \cdot 76753,96 = 7291626 \text{ грн.} \quad (6.33)$$

Таблиця 6.5 – Кошторис річних витрат на електрогосподарство

Елементи витрат	Проектований варіант	
	грн.	%
1. Основна і додаткова заробітна плата електротехнічного персоналу	6528214,97	40,61
2. Вартість матеріалів, Фсм	1253497,5	7,80
3. Амортизаційні відрахування, Фам	7291626	45,36
4. Інші витрати, Фпроч	1002798	6,24
Разом:	16076136,5	100

Плата за електроенергію визначається по формулі:

$$Z_{ee} = P_m \cdot A + W_{рік} \cdot B, \quad (6.34)$$

де A – основна ставка тарифу за участь в максимумі навантаження енергосистеми (оскільки облік ведеться на стороні 35 кВ приймається рівною 683,53 (грн.·кВт)/місяць);

B – додаткова ставка за спожиту електроенергію (приймається рівною 0,1939 грн./кВт·год);

$W_{рік}$ – річне споживання електроенергії :

$$W_{рік} = 18978,95 \cdot 4592 = 87151338,4 \text{ кВт};$$

$$Z_{ee} = 18978,95 \cdot 683,53 \cdot 12 + 87151338,4 \cdot 0,1939 = 172570824,8 \text{ грн.}$$

Результати розрахунку собівартості 1 кВт·год. споживаної електроенергії зведені в табл. 6.7.

Таблиця 6.6 – Собівартість 1 кВт·год в рік споживаної електроенергії

Статті витрат	Одиниці вимірювання	Кількість
Річне споживання активної енергії	кВт·год	87151338,4
Плата за електроенергію, Z_{ee}	грн.	172570824,8
Річна заробітна плата експлуатаційного і ремонтного персоналу, $\Phi_{ОП}$	грн.	6528214,97
Річні амортизаційні відрахування, $\Phi_{ам}$	грн.	7291626
Вартість матеріалів, $\Phi_{см}$	грн.	1253497,5
Інші витрати, $\Phi_{ін}$	грн.	1002798
Всього виробничі витрати	грн.	188646961,3
Собівартість 1 кВт·год	грн./кВт·год.	2,32

Таблиця 6.7 – Техніко-економічні показники електрогосподарства промислового підприємства

Найменування показника	Позначення	Од. виміру	Кількість
Встановлена потужність підприємства	P_y	кВт	32507,5
Коефіцієнт попиту	K_n		0,58
Максимальна споживана потужність підприємства	P_m	кВт	18978,95
Число годин використання максимуму навантаження підприємства	T_{max}	год	4592
Річне споживання електроенергії підприємства	W_p	кВт	87151338,4
Втрати електроенергії	ΔW	кВт·год	5671346
Вартість електроенергії	C	грн.	1,9
Вартість основних фондів електрогосподарства	K	грн.	76753,96
Об'єм ремонтно-експлуатаційних робіт	T	чол.·год.	34164
Витрати на ремонтно-експлуатаційне обслуговування	$B_{рем}$	тис.грн.	445614,3
Чисельність ремонтного персоналу	$Ч_p$	чол.	5
Чисельність експлуатаційного персоналу	$Ч_e$	чол.	20
Виробнича собівартість 1 кВт споживаної електроенергії	C_{ee}	коп./кВт·год.)	2,32

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників проводимо відповідно до ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ «Небезпечні і шкідливі виробничі чинники. Класифікація» (додаток 1). Результати аналізу заносимо в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Найменування НШВЧ по ГОСТ 12.0.003-74	Джерело НШВЧ	Характер дії на людину і ОС	Заходи захисту і профілактики
1	2	3	4
1. Машини, що рухаються, і механізми; рухомі частини виробничого обладнання; вироби, що пересуваються, заготовки, матеріали	Технологічне обладнання	Можливість отримання травми людиною при випадковому контакті	Захисні пристосування і пристрої
2. Підвищений рівень шуму на робочому місці	Технологічне обладнання, система вентиляції	Дія на нервову і серцево - судинну системи, органи слуху	Звукопоглинальні кожухи, спеціальні навушники, лікувально-профілактичні заходи
3. Підвищений рівень вібрації	Технологічне обладнання	Віброхвороба	Застосування засобів віброзахисту, вібробезпечних машин, технологічних процесів і виробничих приміщень
4. Підвищене значення напруги в електричному колі, замикання якого може статися через тіло людини	Технологічне обладнання	Ураження електричним струмом: термічна, електролітична і біологічна дія, параліч серця і легенів, а також їх зупинка	Захисне заземлення, ізоляція і обгороджування струмопровідних частин; засоби індивідуального захисту

продовження таблиці 7.1

1	2	3	4
5. Недостатня освітленість робочої зони	Виробниче приміщення	Втома, зниження працездатності, травматизм, захворювання очей	Природне штучне освітлення, відповідно до розряду зорових робіт
7. Підвищена або знижена температура повітря робочої зони	Технологічне обладнання, кліматичні умови	Стомлюваність працюючого, порушення обмінних процесів в організмі, перегрівання або охолодження, тепловий удар, простудне захворювання, або обмороження	Системи вентиляції, кондиціонування повітря і опалювання, захисні екрани
7. Гострі кромки, задирки і шорсткість на поверхнях заготівель, інструментів і обладнання	Технологічне обладнання, деревина	Травмування працівника	Спеціальний одяг, взуття і інші засоби індивідуального захисту
8. Підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони	Технологічне обладнання	Захворювання органів зору і дихання, шкірних покривів і інші захворювання	Системи припливно-витяжної вентиляції, циклони для очищення повітря від шкідливих речовин
9. Підвищений рівень статичної електрики	Технологічне обладнання, синтетичний одяг і взуття, потік непровідного пилу і газу в повітрі	Займання горючих речовин, пожежі і вибухи, електроураження	Заземлення апаратів, ємностей і трубопроводів; зволоження повітря; обробка синтетичних матеріалів антистатиками

Для оцінки ризиків в області промислової безпеки, охорони праці і довкілля, проводимо експертний аналіз ризиків, причин і ймовірних наслідків відстежуваних відмов (FMEA -аналіз).

Визначення рангу чинників і умов праці робиться відповідно до критеріїв оцінки виникнення небезпеки, ймовірності виявлення і оцінки значущості наслідків, далі намічається черговість (залежно від певного рангу) заходів по зниженню дії шкідливих і дискомфортних умов праці.

Ранги видів дії визначаються по формулі:

$$R = (A + B) \times C, \quad (7.1)$$

де A – оцінка ймовірності дії (у балах);

B – оцінка ймовірності виявлення (у балах);

C – оцінка серйозності наслідків (у балах).

Таблиця 7.2 – Ранжування видів дії

Найменування НШВЧ по ГОСТ 12.0.003-74	Ймовірність дії	Ймовірність виявлення	Серйозність наслідків	Ранг
1. Підвищене значення напруги в електричному колі, замикання якого може статися через тіло людини	3	6	9	81
2. Гострі кромки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів і обладнання	3	3	1	6
3. Рухомі частини виробничого обладнання	9	8	9	153
4. Машини, що рухаються, і механізми	3	6	8	72
5. Вироби, що пересуваються, заготовки, матеріали	6	7	7	91
7. Недостатня освітленість робочої зони	1	1	4	8
7. Відсутність або нестача природного освітлення	1	1	2	4
8. Підвищена або знижена температура повітря робочої зони	3	2	2	10
9. Підвищена або знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів	3	2	2	10
10. Підвищений рівень шуму на робочому місці	7	2	1	11
11. Підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони	7	2	1	11
12. Підвищений рівень статичної електрики	5	2	2	14
13. Підвищений рівень вібрації	5	1	4	24
14. Підвищена пульсація світлового потоку	5	3	2	16

Як видно з табл. 7.2, до найбільш шкідливих і небезпечних виробничих чинників відносяться: рухомі частини виробничого обладнання; вироби, що пересуваються, заготовки, матеріали; машини, що рухаються, і механізми.

7.2 Заходи по зниженню негативної дії небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Заходи по зниженню негативної дії НШВЧ передбачають:

- розробку і впровадження комплексної механізації і автоматизації важких, шкідливих і монотонних робіт; створення безпечної техніки і технології;
- встановлення запобіжних, сигналізуючих, блокувальних пристроїв;
- технічні рішення по нормалізації повітряного середовища, виробничого освітлення;
- попередження утворення і видалення з робочої зони шкідливих речовин;
- зниження шуму, вібрацій, захисту від шкідливих випромінювань;
- створення ізолюючих кабін для операторів, працюючих в шкідливих умовах, або дистанційного керування;
- розробку і виготовлення колективних і індивідуальних засобів захисту та ін.

Для підтримки нормальних параметрів мікроклімату в робочій зоні застосовують наступні основні заходи: механізацію і автоматизацію технологічних процесів, захист від джерел теплового випромінювання, облаштування систем вентиляції, кондиціонування повітря і опалювання.

До ефективних заходів відносяться кваліфіковане проведення ввідного, на робочому місці, періодичного (повторного), позапланового і поточного інструктажів працівників по техніці безпеки.

При роботі на деревообробних верстатах необхідно виконувати правила і вказівки що містяться в ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Обладнання виробниче. Загальні вимоги безпеки», а також для кожного типу деревообробного

обладнання – ГОСТ 12.2.026 -80 ССБТ «Обладнання деревообробне. Техніка безпеки».

Згідно ГОСТ усі деревообробні верстати і механізми повинні мати пристосування і пристрої, що виключають : можливість контакту з рухомими частинами або робочим інструментом верстата, виліт різального інструменту або його частин, а також інших деталей, попадання у верстатника частинок оброблюваного матеріалу, що відкидаються різальним інструментом. Кожен верстат має бути забезпечений надійно діючим гальмівним пристосуванням, що забезпечує зупинку його впродовж 2 - 6 секунд з моменту виключення двигуна.

Шум нормується на робочих місцях згідно з ГОСТ 12.1.003-83. Згідно СНиП 23-03-2003, передбачаються звукопоглинальні кожухи, зовнішня поверхня яких покрита шаром протишумової мастики № 589. Для персоналу, обслуговуючого найбільш шумне обладнання, передбачені спеціальні навушники по ГОСТ 12.1.003 - 83, а також лікувально-профілактичні заходи (проведення регулярних медоглядів – не рідше 1 раз в рік).

Захист від вібрації передбачає:

- застосування вібробезпечних машин;
- застосування засобів віброзахисту, що знижують вібрацію, яка впливає на працюючих, на шляхах поширення;
- проектування технологічних процесів і виробничих приміщень, що забезпечують не перевищення санітарних норм вібрації на робочих місцях;
- організаційно-технічні заходи, спрямовані на поліпшення експлуатації машин, своєчасний їх ремонт і контроль вібраційних параметрів;
- розробку раціональних режимів праці і відпочинку;
- обмеження параметрів вібрації робочих місць і поверхні контакту з руками працівників, виходячи з фізіологічних вимог, які унеможливають виникнення вібраційної хвороби.

Для захисту робітників від ураження електричним струмом необхідно передбачити:

- захисне заземлення, що виконується сталевими трубами, розміщеними в ряд і об'єднаними сполучною смугою по ГОСТ 12.1.030 - 88;
- ізоляція і обгороджування усіх доступних струмопровідних частин;
- персоналу, обслуговуючому електрообладнання, виділені засоби індивідуального захисту;
- навчання виробничого персоналу правилам техніки безпеки;
- обслуговуючий персонал повинен мати допуск для роботи з електрообладнанням;
- на ГПП застосована система блокування, що передбачає доступ до струмоведучих частин тільки після відключення апаратів.

Способом боротьби зі статичною електрикою:

- заземлення апаратів, ємностей і трубопроводів;
- зволоження повітря;
- обробка синтетичних матеріалів антистатиками.

Для забезпечення достатньої видимості у виробничих, адміністративних і допоміжних приміщеннях проектного цеху застосовується природне штучне освітлення. Природне освітлення здійснюється через віконні отвори і віконні ліхтарі. Штучне освітлення здійснюється люмінесцентними лампами ЛДЦ - 80 і ЛБ - 80. Освітленість робочих місць відповідає розрядам робіт по мірі точності згідно СНиП 23-05-95.

Освітлення ГПП живиться від трансформаторів власних потреб. Трансформатори забезпечені автоматичним вмикачем резерву при аварії на одній з секцій збірних шин.

Освітлення будівлі ЗРП комбіноване, природне здійснюється через світлові отвори, а штучне – люмінесцентними лампами і лампами розжарювання.

7.3 Підвищення стійкості функціонування підприємств переробної галузі в надзвичайних ситуаціях

Як свідчить закон України «Про Загальнодержавну цільову програму захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру на 2013-2017 роки» (від 07.07.2012 № 4909-17), одним з основних завдань єдиної державної системи цивільного захисту є здійснення цільових і науково-технічних програм, спрямованих на попередження надзвичайних ситуацій і підвищення стійкості функціонування підприємств, організацій, установ, а також об'єктів соціального призначення в надзвичайних ситуаціях. При цьому під попередженням надзвичайних ситуацій розуміється комплекс заходів, що проводяться завчасно і направлені на максимально можливе зменшення ризику виникнення надзвичайних ситуацій, а також на збереження здоров'я людей, зниження розмірів збитку навколишньому природному середовищу і матеріальних втрат у разі їх виникнення. Суть стійкості функціонування організації в надзвичайній ситуації була переглянута, на перший план поставлено завдання захисту життя людей.

Зараз під стійкістю функціонування підприємств переробної галузі в надзвичайних ситуацій розуміється її здатність попереджати виникнення аварій і катастроф, протистояти дії їх вражаючих чинників в цілях запобігання або обмеження загрози життю, здоров'ю персоналу, проживаючого поблизу населення, зниження матеріального збитку, а також забезпечення відновлення порушеного виробництва в мінімально короткі терміни.

Під підвищенням стійкості функціонування підприємства переробної галузі в надзвичайній ситуації розуміється комплекс заходів по запобіганню або зниженню загрози життю і здоров'ю персоналу і населення, що проживає поблизу і матеріального збитку в надзвичайній ситуації, а також підготовці до проведення рятувальних та інших невідкладних робіт в зоні надзвичайної ситуації.

Одночасно з такими поняттями як стійкість функціонування, підвищення

стійкості функціонування підприємства переробної галузі вживається і таке поняття, як підготовка об'єкту економіки до роботи в надзвичайній ситуації.

Під підготовкою об'єкту до роботи в надзвичайній ситуації розуміється комплекс організаційних, інженерно-технічних і спеціальних заходів (ДБН В.1.2-4-2006 «Інженерно-технічні заходи цивільного захисту (цивільної оборони), що проводяться на підприємствах, в установах або інших економічних структурах в цілях забезпечення їх роботи з урахуванням ризику виникнення надзвичайної ситуації, створення умов для запобігання виробничим аваріям або катастрофам, протистояння дії уражаючих чинників, попередження або зменшення загрози життю і здоров'ю персоналу і проживаючого поблизу населення, зниження матеріального збитку, а також оперативного проведення рятувальних та інших невідкладних робіт в зоні надзвичайної ситуації.

На підприємстві має бути надійна система оповіщення про небезпеку, облаштуванні захисні споруди, забезпечено необхідну кількість засобів індивідуального захисту.

Для якіснішого і ефективнішого здійснення, приведення механізму системи попередження надзвичайних ситуацій в дію необхідно бути впевненим в тому, що елементарні правила техніки безпеки знають керівники та працівники установ та організацій. Усі керівники мають бути навчені на практиці правилам поведінки в неординарній ситуації при виникненні надзвичайної ситуації, мати індивідуальні засоби захисту.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Актуальність охорони навколишнього середовища

Головна умова виживання людства – підтримка унікальної рівноваги між людиною і природою, безпека її життєдіяльності як для оточуючих людей, так і для природи. Природні ресурси нашої планети обмежені – будь то вода, вугілля, нафта або газ, і ми всі вже давно усвідомили, що традиційні енергоносії і природна прісна вода питної якості – занадто дороге задоволення, щоб їх нераціонально використовувати.

Виснаження природних ресурсів, забруднення навколишнього середовища відходами, що утворюються в процесі життєдіяльності, буквально вбивають навколишнє природне середовище на нашій планеті. В даний час всього лише менше 1% прісної води людина може використовувати без очистки. Тільки в Україні звалища займають близько 260 тисяч га – більше, ніж територія держави Люксембург. Наприклад, для розкладання в природному середовищі паперу необхідно 10 років, поліетилену – 200 років. З формування екологічної культури кожної людини починається глобальна зміна навколишнього середовища на краще.

У сучасних умовах енергодефіциту копалин природних ресурсів, глобального порушення екологічної природної рівноваги, що проявляється у зміні клімату, природних катастрофах, в більшості цивілізованих країн вживаються заходи по створенню та впровадженню технологій виробництва екологічно безпечних матеріалів і обладнання, що дозволяють споживати мінімум енергії. Більш того, Європа вирішила, що до 2020 р. більшість нових будівель буде виробляти енергії більше, ніж її споживати.

8.2 Заходи по зниженню шумового забруднення довкілля

Зниження шумового забруднення довкілля є важливою проблемою, до вирішення якої залучені фахівці багатьох спеціальностей: конструктори, лікарі-гігієністи, екологи, будівельники, архітектори, містобудівники, економісти тощо. У сучасних умовах захист довкілля та населених пунктів від шумового забруднення передбачає проведення комплексу заходів. Заходи профілактичного спрямування передбачають, насамперед, вивчення гігієнічних умов проживання жителів міст та стану їхнього здоров'я, на фоні впливу міського шуму на організм у цілому і на функції окремих органів і систем.

Інженерно-технічний напрямок полягає у визначенні об'єктивних параметрів шуму, що генерується промисловими установками і агрегатами, з наступним опрацюванням новітніх конструктивних рішень по зниженню рівнів шуму на виробничих об'єктах. Архітектурно-планувальний аспект охоплює комплекс заходів, спрямованих на попередження шумового забруднення санітарної зони за допомогою екранів, територіальних розривів, шумозахисних конструкцій, зонування і районування джерел і об'єктів захисту, облаштування захисних смуг озеленення. Будівельно-акустичний напрямок – передбачає розроблення для житлових будівель огорожувальних конструкцій з необхідними звукоізоляційними характеристиками (перекриттів, зовнішніх стін, вікон, кватирок, балконних дверей), а також проектування нових типів житлових і громадських будівель, пристосованих до високих шумових навантажень. Соціально-економічний напрямок – має на меті встановлення розміру соціальних та економічних збитків, унаслідок впливу шуму та проведенні заходів по його зниженню.

Безпосередньо на об'єкті шумозахисту потрібно підвищувати звукоізоляційні характеристики огорожувальних конструкцій будівель і споруд, а також здійснювати планувальні заходи й озелененням населених місць. Зниженню шуму сприяє раціональна організація руху транспорту: усунення шумних режимів руху транспортних засобів (наприклад, гальмування,

розгону на перехрестях, схилах тощо) шляхом запровадження однобічного руху на вулицях, встановлення автоматичної системи регулювання за принципом «зелена хвиля», зменшення інтенсивності руху, скорочення кількості вантажних автомашин, особливо у нічний час, у районах щільної житлової забудови, обмеження звукових сигналів вуличного транспорту тощо.

Важливим еколого-гігієнічним завданням є нормування шуму. Метою цього провідного профілактичного заходу є наукове обґрунтування та створення нешкідливого для здоров'я людини оптимального рівня шумового фону. Допустимим вважають такий рівень шуму, тривала дія якого не призводить до виникнення негативних змін у фізіологічних реакціях найчутливіших до дії шуму органах та системах (нервова, серцево-судинна, слуховий аналізатор) й порушень суб'єктивного самопочуття людей. Чинні нормативи передбачають сумарні рівні шуму на територіях комплексів житлових споруд до 45 дБ.

З метою ефективного захисту населення від дії шуму, прогнозується ймовірність виникнення негативних реакцій у людини на вплив різних шумів у межах житла (особливо у нічний час), а також ураховується сумарне акустичне навантаження від різноманітних джерел та частку кожного з них.

Дієвим способом зниження шуму на шляху його поширення є застосування захисних смуг озеленення. Захисні насадження використовуються як самостійні засоби шумозахисту та структурні елементи інженерних шумозахисних споруд. Спеціальні смуги зелених насаджень захищають від шуму, вихлопних газів автотранспорту, абсорбції пилу та інших забруднювачів повітря, покращують мікрокліматичні показники навколишнього середовища.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В ході виконання дипломної роботи було вирішене практичне завдання розробка заходів зниження втрат електричної енергії в системі електропостачання підприємства обробки деревини.

Отримані наступні результати:

1. Здійснено аналіз початкових даних для проектування, зокрема наведено чисельні значення основних електричних навантажень заводу і дана загальна характеристика проектного об'єкту.

2. Виконаний розрахунок електричних навантажень заводу, з вибором трансформаторної підстанції, комутаційного обладнання, побудовано картограму електричних навантажень та отримано координати центру електричних та вибрано місце розташування ГПП, побудовані добові графіки електричного навантаження у ліній та зимовий період, а також побудовано річний графік електричного навантаження з річною витратою активної енергії.

3. Виконаний вибір головної понижувальної підстанції з двома силовими трансформаторами

4. Проведені розрахунки струмів короткого замикання у високовольтних та низьковольтних мережах, на основі яких, здійснено вибір високовольтного та низьковольтного електричного обладнання і системи релейного захисту та автоматики цехових трансформаторів.

5. Виконано розрахунок і вибір компенсуючого пристрою на напругу 0,4 кВ та 10 кВ.

6. Для забезпечення нормальних умов праці спроектовано нову освітлювальну мережу.

7. Здійснено розробку та впровадження заходів для підвищення захисту асинхронних двигунів від перевантаження та нагріву.

Модернізована система електропостачання надійна, економічно обґрунтована і забезпечить споживачів електричною енергією високої якості у необхідній кількості.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Хомутов, О. И. Электроснабжение [Текст] : Памятка, задания и методические указания для студентов специальности 140211 – «Электроснабжение (по отраслям)» всех форм обучения / О. И. Хомутов, И. В. Белицын, Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2010. – 72 с.
2. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] : учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
3. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] : учебное пособие для вузов / А. А Федоров, Л. Е Старкова. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368с. : ил.
4. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети [Текст]. Проектнорасчетные сведения / под ред. Г. В. Сербиновского. – М. : Энергия, 1980. – 576с. : ил.
5. Электротехнический справочник [Текст]. В 3 т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / под общ. ред. И. Н. Орлова (гл. ред.) и др. – 7-е изд., испр. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 712с. : ил.
6. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.
7. Справочник по проектированию электроснабжения линий электропередач и сетей [Текст] / под ред. Я. М. Большмана, В. И. Круповича, М. Л. Самовера. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1974. – 696 с. : ил.
8. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / Монография / М. А. Шабад. – СПб. : НЭИПК, 2003. – 350 с. : ил.
9. Руководящие указания по релейной защите [Текст] : сб. науч.тр./ Рос. ак. наук. – Вып. 1 (1958)– .– М. : Энергоатомиздат, 1986.– ISSN 0203-9478.

10. Долин, П. А. Справочник по технике безопасности [Текст] / П. А. Долин. – 5-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоиздат, 1982. – 800с. : ил.
11. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.
12. Вагин, Г. Я. Экономия энергии в промышленности [Текст] : учеб. пособие / Г. Я. Вагин, А. Б. Лоскутов. – Н. Новгород. : НГТУ, 1997. – 137с.
13. Ключев, С. А. Освещение производственных помещений [Текст] / С. А. Ключев. – М. : Энергия, 1979. – 151 с.
14. Михайлов, А. В. Общие требования к выполнению раздела «Охрана труда и окружающей среды» в дипломных проектах. Методические указания для студентов очной, очно-заочной и заочной форм обучения [Текст] / А. В. Михайлов, В. Ф. Мироненко. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2011. – 36 с.
15. Никитина, О. Л. Методические указания к выполнению технико-экономических разделов дипломных работ конструкторско-технологического характера для студентов специальности «Энергоснабжение» всех форм обучения [Текст] / О. Л. Никитина. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2007 – 25 с.
16. Родина Г. Е. Экономические и организационные вопросы разработки варианта электроснабжения объекта [Текст] : методические указания к выполнению дипломных работ конструкторско-технологического характера для студентов специальности 10.04 всех форм обучения / Г. Е. Родина. – Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 1990. – 35 с.
17. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок ВНИПИ Тяжпромэлектропроект.
18. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
19. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
20. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.