МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет)___ННІТІ ім. акад. Гулого І.С.
Кафедра __Електропостачання та енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»	**«До захисту допущено»**
Директор інституту(декан факультету)	Завідувач кафедри
_____ __Сергій БЛАЖЕНКО __	_____ __Сергій БАЛЮТА__
(підпис) (ім'я та прізвище)	(підпис) (ім'я та прізвище)
«___» _____ 2024_р.	«___» _____ 2024_р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва спеціальності)
освітньо-професійної програми_ Електротехнічні системи електроспоживання

на тему:__ «Розробка системи електропостачання цукрового заводу виробничою потужністю 6000 тон переробки буряка на добу та особливості настроювання цифрових пристроїв захисту в електротехнічних системах »

Виконав: здобувач_2___ курсу, групи_ЕЛ-2-8М

_____ Алєтко Олександр Васильович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник ___Мащенко Олег Анатолійович_____ _____
(прізвище , ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент _Наталія ІВАЩЕНКО_ _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач _____

Київ - 2024_р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого
Кафедра _____Електропостачання та енергоменеджменту_____
Освітній ступінь_____магістр_____
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)
Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕПЕМ

_____/Сергій БАЛЮТА/

"01" жовтня 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

_____Алєтко Олександра Васильовича _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка системи електропостачання цукрового заводу виробничою потужністю 6000 тон переробки буряка на добу та особливості настроювання цифрових пристроїв захисту в електротехнічних системах »_.

керівник роботи _ст. викладач Мащенко О.А,_____
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від "01"жовтня 2024 року № 859 -кс
2. Строк подання здобувачем роботи_____01 грудня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи:
Генеральний план підприємства, план випуску продукції, кількість та потужність споживачів підприємства, умови електропостачання.
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)___
1. Розрахунок електричних навантажень підприємства ;
2. Побудова картограми навантажень;
3. Визначення режимів роботи електричних споживачів;
4. Розрахунок освітлення цеху жомовіджимних пресів.

5. Перелік графічного матеріалу :
1. Генеральний план підприємства ;
2. Схема електропостачання підприємства;
3. План силової мережі 0,4 кВ відділення жомовіджимних пресів;
4, Схема освітлення цеху.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання_____02 жовтня 2024 р._____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Отримання завдання на магістерську роботу	02.10.2024 р.	
2.	Вступ	2 - 05.10.2024 р.	
3.	Розрахунок електричних навантажень підприємства	12.10.2024	
4.	Побудова картограми навантажень підприємства	16.10.2024	
5	Вибір джерел живлення та системи напруг	22.10.2024	
6.	Вибір трансформатора ГПП.	26.10.2024	
7.	Вибір схеми електропостачання цехів	30.10.2024	
8.	Вибір кількості і потужності цехових підстанцій	06.11.2024	
9.	Розрахунок струмів короткого замикання	10.11.2024	
10.	Вибір апаратури в мережі 6 кВ	20.11.2024	
11.	Вибір релейного захисту елементів систем електропостачання	25.11.2024	
12.	Розрахунок електроосвітлення відділення	27.11.2024	
	Висновки	30.11.2024	
13.	Оформлення пояснювальної записки		
14.	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	01.12. 2024 р.	

Здобувач _____ __Алетко О.В._____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ _Мащенко О.А._____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Анотація

Алєтко Олександр Васильович. Магістерська робота на тему:

«Розробка системи електропостачання цукрового заводу виробничою потужністю 6000 тон переробки буряка на добу та особливості настроювання цифрових пристроїв захисту в електротехнічних системах»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ-2024

141. «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Робота представлена пояснювальною запискою на 92 аркушах формату А4. Вона вміщує 15 рисунків, 5 таблиць, та переліку використаної літератури

Існує ціла тенденція до здешевлення технологій, встановлення, як виграти від нових джерел енергії. Дзеркальним відображенням є і здешевлення технологій зберігання енергії. Це свідчить про розвиток, розбудову цих проектів, а також їх розширення.

Отже, в Україні стала частина законодавчої бази та інвестицій в накопичення енергії, але вона не настільки критична, наскільки це можна допустити.

Важливо відзначити, що при створенні нових генеруючих потужностей (в основному, це важливо для «зеленої» енергетики), інвестиції спрямовуються не на генерацію як таку, а на складні технології та інфраструктуру в системах, в тому числі енергопостачання.

В роботі розглянуто тенденції розвитку енергетики у світовому масштабі, а також майбутні перспективи енергетики на Україні.

Розглянута можливість використання нових матеріалів і тенденції економічного використання існуючих енергетичних ресурсів.

Ключові слова: зберігання енергії, енергоощадність, зелена енергетика, рекуператори повітря, водяні охолоджувачі, кондиціювання.

ABSTRACT

Aletko Oleksandr Vasylovych. Master's thesis on the topic:: "Development of a power supply system for a sugar factory with a production capacity of 6000 tons of beet processing per day and features of setting up digital protection devices in electrical systems"

National University of Food Technologies, Kyiv-2024

141. "Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics"

The work is presented in an explanatory note on 92 A4 sheets. It contains 15 figures, 5 tables, 6 items of used literature

There is a whole trend towards cheaper technologies, establishing how to benefit from new energy sources. A mirror image is the reduction in the cost of energy storage technologies. This testifies to the development, development of these projects, as well as their expansion.

Thus, Ukraine has become part of the legislative framework and investments in energy storage, but it is not as critical as it can be allowed.

It is important to note that when creating new generating capacities (this is mainly important for "green" energy), investments are directed not to generation as such, but to complex technologies and infrastructure in systems, including energy supply.

The paper considers trends in the development of energy on a global scale, as well as future prospects for energy in Ukraine. The possibility of using new materials and trends in the economic use of existing energy resources are considered.

Key words: energy storage, energy saving, green energy, air recuperators, water coolers, air conditioning.

Зміст

Вступ. …….

1. Характеристика підприємства. Склад виробництва.
Технологічна схема. …… 9

2. Розрахунок електричних навантажень підприємства …… 14

2.1. Визначення розрахункової потужності групи споживачів,
що працюють за постійним графіком навантаження. ……. 15

2.2. Визначення розрахункової потужності групи споживачів,
що працюють за змінним графіком навантаження. ……. 15

2.3. Визначення розрахункової потужності
освітлювальних установок . …… 16

2.4. Розрахункова потужність та розрахунковий струм цеху. ……. 17

2.5. Визначення розрахункової потужності бурякопереробного цеху. 17

2.6. Визначення розрахункової потужності
освітлювальних установок. …… 21

2.7. Визначення розрахункової потужності
високовольтних споживачів. ……. 22

3. Побудова картограми навантажень підприємства. ……... 25

4. Вибір джерел живлення та системи напруг. …….. 29

4.1. Вибір джерел живлення у виробничий період. …….. 29

4.2. Вибір напруги мережі живлення. …… 30

4.3. Вибір напруги розподільчої мережі підприємства. …… 30

5. Вибір трансформатора ГПП. …… 31

6. Вибір схеми електропостачання цехів. …….. 31

7. Вибір кількості і потужності цехових підстанцій. …….. 34

8. Розрахунок струмів короткого замикання. …….. 38

8.1. Визначення параметрів схеми заміщення. …… 39
8.2. Розрахунок струмів КЗ в мережі 6 кВ. …….. 40
9. Розрахунок мережі електропостачання. ……. 45
9.1. Визначення струмів нормального та максимального режимів. .. 46
9.2. Вибір перетину струмоведучих елементів. ……... 49
10. Вибір апаратури в мережі 6 кВ. …… 56
10.1. Вибір високовольтних вимикачів. ……..… 57
10.2. Вибір роз'єднувача в приєднанні трансформатора ГПП. ……. 62
10.3. Вибір трансформаторів струму. ……..… 63
10.4. Вибір трансформаторів напруги. ……..….. 65
11. Вибір релейного захисту елементів систем електропостачання. ….. 67
12. Компенсація реактивної потужності. ……..……..….. 72
13. Вибір оперативного струму для елементів.
управління і автоматики…….…… 74
14. Розрахунок силової мережі 0,4 кВ відділення
жомовіджимних пресів. ……..…… 76
15. Розрахунок електроосвітлення відділення
жомовіджимних пресів. ……..…… 79
16. Спецпитання. ……..……..…..… 81
17. Перелік літературних джерел. ……..…….……. 95

Вступ

При проектуванні та будівництві підприємств застосовуються сучасні на той час методи та засоби, що дозволяють підприємству порівняно з іншими підприємствами виробляти продукцію з меншими затратами. Але з часом обладнання старіє як фізично так і морально і на підприємствах проводять реконструкцію з метою заміни старого обладнання на нове, більш сучасне, яке відповідає вимогам часу.

Українська держава на даному етапі розвитку поставила собі мету, яка пов'язана з покращенням стану в економіці, розвитком передових напрямків виробництва та демократизацією суспільства. Перед нами стоїть важке завдання підняти рівень виробництва, подолати економічну кризу та привести державу до передових країн світу. Для підняття промисловості необхідно провести інвестування, готувати до праці спеціалістів, зробити виробництво більш інтенсивнішим, підвищити якість продукції, яка б стала конкурентноспроможною на світовому ринку, використовувати досягнення науково-технічного прогресу, вводити в дію нові більш ефективні технології. Такі завдання необхідно вирішувати негайно, для виведення виробництва з кризи.

Протягом кінця двадцятого сторіччя Україна займала провідне місце у світі по виробництву цукру-піску з буряків, що становило біля 14% обсягів світового виробництва. На цьому рівні ми могли конкурувати за обсягами виробництва з такими країнами як Франція, Італія, Данія, Австрія та багато інших. З цього можна зробити висновки, що виробництво цукру на Україні є досить перспективним, воно становить значну частину експорту і дає неабиякі доходи.

Для збереження перспективи розвитку цукрової промисловості необхідно провести негайну стабілізацію виробництва цукру, для забезпечення рівня станом на 1986-1990 рр., тобто 42 млн. т. буряків і 5 млн. т. цукру. А вже після вирішення цього завдання, намагатися збільшити обсяги виробництва та перейти на більш нові і сучасні технології у цих галузях економіки.

Особливе значення має рішення комплексу науково-технічних питань, які тісно пов'язані з підвищення економічності роботи системи електропостачання промислових підприємств з урахуванням якості електроенергії. Адже відомо, що якість продукції та обсяги її виробництва залежать від систем електропостачання.

Проектна задача більш складна, ніж розрахункова, оскільки не завжди можна запропонувати чітку однозначну методику її розв'язання, не завжди маються всі необхідні дані. Розв'язання задачі вимагає техніко-економічного аналізу і творчого підходу, самостійності і досвіду, необхідного для продуктивної інженерної діяльності. Набуття таких знань і досвіду - мета дипломного проектування.

1. Характеристика підприємства. Склад виробництва. Технологічна схема.

Діючий Ланівський цукровий завод Полтавської області характеризується:

- потужність:
6000 тон переробки цукрового буряка за добу;

- асортимент продукції:
цукор-пісок, жом сушений;

- будівлі загального призначення.

Забезпечення сировиною і ПЕР (паливно-енергетичним ресурсом).

- Сировина:
цукровий буряк із посівних бурякових господарств;

- Паливо:
Загальний вид палива - мазут;

- Електроенергія:
під час виробництва від власної ТЕЦ, невиробничий період повністю від енерго-системи;

- Тепло:
від власної ТЕЦ;

- Вода:
питне водопостачання від артезіанських скважин;

- Каналізація.

Склад основного виробництва

Основне виробництво складається із наступних технологічних ділянок:

1) мийне відділення - для очистки буряка від сторонніх предметів (каміння, сміття) і для відбиву прилиплого бруду;

2) відділення переробки буряка - для видалення цукру із буряка з ділянками різання буряка у стружку, підготовки живильної води для дифузійного процесу, дифузійної установки;

3) відділення очистки цукру - відділення очистки соку способом вапнякової дефекації і сатурації газом вуглецю, фільтрації і згущення соку;

4) продуктове відділення, - де проходить варка продуктів у вакуум-апаратах кристалізація, фугівка на центрифугах;

5) відділення сушки цукру, пакування і транспортування його в склади.

Допоміжні і обслуговуючі відділення

1) ТЕЦ - для вироблення електроенергії і технологічної пари;

2) вапняна піч з вапно-гасильним відділенням, - для приготування вапняного молока густиною 1,19 г/см^3 і вуглецевого газу, які використовуються при очищенні цукрових соків;

3) компресорна станція, - для забезпечення стиснутим повітрям споживачів ТЕЦ, КІПіА, технологічних процесів.

Допоміжні виробництва

1) жомове сушильне відділення - для виробництва сухого жому;

2) брикетне відділення - для здобрювання добавками і гранулювання сухого жому.

На підприємстві передбачені також механічні майстерні, - для ремонту обладнання всього заводу і підсобних обслуговуючих ділянок.

Підприємство обладнане різноманітними складами, оснащене обладнанням для механізації вантажно-розвантажувальних і транспортно-складських робіт, і таке інше.

Технологічна схема

Приймаємо типову технологічну схему з неприпливним дифузійним процесом і поверненням жомової пресованої води на дифузію, очисткою соку вапном і вуглецевим газом, і трипродуктовою схемою кристалізації.

Для повного очищення буряка, зібраного комбайнами без ручної доочистки, від сторонніх домішок, буряк на етапі його поступлення на завод проходить через ботвосоломоловушку, каменеловушку і дискові водяні віддільники перед мийкою. На бурякомийках відбувається доочистка від сторонніх домішок і відмив бруду. Помитий буряк і хвостики, що повертаються на переробку з метою дезинфекції ополіскуються у вапняній воді з РН-12. Для приготування вапняної води до 30% свіжої річкової води додається вапняне молоко в кількості еквівалентному 0,05 CaO (1,7% від загальних витрат вапна на виробництво).

Транспортно-мийна вода, відокремлена на дискових водовіддільниках перед мийкою і вода направляється на вловлювачі хвостиків типу Майя для відокремлення хвостиків і легких домішок. Після вловлювачів хвостиків, хвостики буряка ополоскуються в мийці хвостиків і приєднуються до загального потоку буряка направленого на різку.

Легкі домішки, виловлені на гичкосоломових вловлювачах хвостиків, і відділені на класифікаторах системою конвеєрів подаються в галерею жомового відділення. Каміння і пісок після вловлювачів і бурякомийок транспортуються в бункер і періодично вивозяться автомобільними самосвалами.

Митий буряк транспортується нахиленими конвеєрами в відділення переробки буряка, де зважується на автоматичних вагах і потрапляє у бункер запасу, а потім на бурякорізки.

Вилучення цукру зі стружки відбувається в двох безперервнодіючих дифузійних апаратах типу ДС-12. В якості рідини, що екстрагується для дифузійного процесу, повністю використовується жомово-пресова вода - 61,24% до маси буря-

ка, весь концентрат, який залишається після нього поповнюється чистою барометричною водою перед конденсатором.

Жомово-пресова вода проходить технологічну очистку на батареях гравітаційних сепараторів, термічну стерилізацію за рахунок її підігріву до 82 ºС у парово-контактних підігрівниках у відстійниках.

Отриманий на дифузії жом при допомозі грабельних конвеєрів подається на станцію пресування, де підлягає пресуванню на горизонтальних жомових віджимних пресах, після чого віджатий жом пневмотранспортом подається в брикетне відділення, де здобрюється масою: карбамідом, знеторфеним фосфатом, сульфатом натрію, мікроелементами і гранулюється .

Гранульований жом системою конвеєрів подається у склад безтарного зберігання. Дифузійний сік після технологічної очистки на батареях гравітаційних сепараторів направляється на станцію очистки соку.

Дифузійний сік, нагрітий до температури 47°С поступає на прогресивну попередню дефекацію типа Бригель-Мюллер. Переддифекація здійснюється шляхом повернення на переддефекатор 11% до маси буряка згущеної суспензії соку сатурації (5,59% до маси буряка) і вапняним молоком (0,25% СаО до маси буряка). Переддефекапійний сік, нагрітий на теплообмінниках до температури 88 -90 ºС , поступає на основну дефекацію. Витрата СаО на дефекацію складає 2,25% до маси буряка. РН соку сатурації 10,9-11,5.

Прогресивна попередня дефекація здійснюється в апараті типу Бригель-Мюллера згущеної суспензії соку сатурації і вапняним молоком.

Переддефекапійний сік, нагрітий до температури 88-90°С поступає на загальну дефекацію. Сатурація відбувається у двох котлах сатурації. Перший котел з рециркуляцією соку у кількості 500% до маси буряка. У першому сатураторі сік трохи недогазовується, а у другому доводиться до кінцевої встановленої лужності РН 10,9 - 11,5.

Дві перші схеми рекомендується використовувати при переробці свіжого буряка. За третьою схемою рекомендується працювати як при переробці свіжого буряка, так і підмерзлого і довголежалого буряка.

Прогресивна попередня дефекація відбувається у апараті типу Бригеля-Мюллера поодиноко-згущеної суспензії соку сатурації, згущеної суспензії соку-сатурації, згущеної суспензії соку сатурації і вапняним молоком.

Переддефекапійний сік, нагрітий до температури 88 ºС підлягає попередній сатурації до РН 9. Потім сік поступає на сатурацію, де обробляється вапном до РН 11. Сік із котла дефекації поступає до загальної дефекації. Сатурація відбувається в апараті сатурації рециркуляцією соку в кількості 500% до маси буряка. Нефільтрований сік сатурації, нагрітий до 90°С, направляється на фільтри-згущувачі, де відбувається розподіл суспензії на освітлений сік і згущену суспензію, яка дефільтрується у вакуумних фільтрах. Освітлений сік із фільтрів-згущувачів підігрівається до 98°С і направляється у котел сатурації, куди добавляється вапняне молоко. Фільтрований сік сатурації сульфітується на сульфітах сірчаним газом до РН 8 - 8,5, після чого підігрівається до 121,5°С і поступає на випарну станцію.

Сироп після концентрації випарки жовтого цукру для зниження забарвлення підлягає сульфітації сірчаним газом до РН 7,5 - 8. Суміш сульфітованого сиропу, з клерованою після підігріву до 93°С, фільтрується на подвійних фільтрпресах. Фільтрований сироп направляється на збірники сиропу перед вакуум-апаратами . Фільтраційний осад з фільтрпресів сиропу направляється у відбірник нефільтрованого соку сатурації.

Для забезпечення випуску цукру високої, робота продуктивного відділення проектується за трипродуктовою схемою з рафінацією жовтого цукру продукту зеленою патокою продукту. При уварюванні утфеля продукту в якості основи для кристалізації використовується утфель продукту. Жовтий цукор продукту рафінується розбавленою до СВ 72 - 74 % нагрітою зеленою патокою 1 продукту. Рафінований цукор продукту клерується фільтрованим соком сатурації разом з жовтим цукром продукту. Отримана клерка сульфітується разом з сиропом після концентратора, фільтрується і поступає на уварювання угфеля продукту. У центрифугах продуктів проходить фугування.

Вологий цукор продукту вібраційним конвеєром подається на сушильні установки.

Загальний виробничий потік включає додаткові операції по переробці білої патоки продукту, що йде на упарювання утфеля продукту. Відпливи утфеля продукту йдуть на уварювання утфеля продукту. При фугуванні утфеля продукту відбираться маляс. Жовтий цукор продукту підлягає рафінації. Рафінована маса направляється на уварювання з утфелем продукту. Рафінований цукор продукту розчиняється гарячим сульфітованим соком, який відбирається після підігрівання перед випаркою і направляється на уварювання продукту.

Білий цукор, що постачається на склади для зберігання повинен відповідати вимогам ДОСТа по вологості і температурі. Для безтарного зберігання він повинен мати вологість 0,02-0,04% і температуру не вище 20 ºС. Для висушування цукру проектується установка двох сушильно-охолоджуючих барабанів продуктивністю по 500 тон за добу.

Потреби цукрового заводу у технологічній парі задовольняється спорудженою при заводі ТЕЦ з встановленими двома турбінами АР-6-3 з двома генераторами потужністю 6 МВт кожен. Турбогенератори підключені до розподільчого устрою 6 кВ .

Цукровий завод характеризується наступними періодами роботи:

1) виробничий період тривалістю 100 діб (робота в 3 зміни);
2) невиробничий період (опалювальний) тривалістю 100 діб ;
3) невиробничий літній період тривалістю 165 діб.

Цеха заводу є споживачами на протязі однієї зміни, а власні потреби котельної водопостачання, біологічна очистка, житлове селище є споживами електроенергії на протязі доби.

За ступенем надійності електропостачання всі споживачі електроенергії підприємства поділяються на три категорії:

1) споживачі 1-ї категорії (пожежні насоси, власні потреби ТЕЦ);
2) споживачі 2-ї категорії (основні споживачі заводу);
3) споживачі 3-ї категорії (житлове селище, ремонтно-механічний цех, склади).

Основними споживачами електроенергії є трифазні асинхронні двигуни напругою 380 В з короткозамкненим ротором у закритому обдуваємому виконанні серії 4А та 2А.

2. Розрахунок електричних навантажень підприємства

Визначення електричних навантажень є першим і дуже важливим етапом проектування, оскільки величини електричних навантажень є вихідними даними для розв'язання комплексу технічних і пов'язаних з ними економічних питань, які виникають при проектуванні систем електропостачання. За величинами електричних навантажень вибирають елементи систем електропостачання, визначають втрати потужності. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать: величина капітальних витрат в систему електропостачання (СЕП), надійність роботи та термін експлуатації СЕП, або окремих її елементів, експлуатаційні витрати тощо. Слід зауважити: якщо при проектуванні помилково занизити розрахункову потужність, всі елементи СЕП будуть перегріватися. Процес старіння ізоляції прискориться. Термін служби елементів СЕП (кабелів, трансформаторів і таке інше) зменшиться і вони будуть аварійно виходити з ладу. Якщо ж помилково розрахункову потужність збільшити, то термін служби елементів СЕП збільшиться, але використати цей термін служби не вдається внаслідок морального старіння обладнання. Є декілька методів визначення розрахункової потужності підприємств. Якщо відомі потужності електричних приймачів підприємства, то доцільно використовувати досить точний метод розрахунку розрахункової потужності: метод коефіцієнту максимуму .

Суть цього методу полягає у наступному: усі споживачі, що є на підприємстві (окрім таких, що працюють в короткочасному режимі і резервних, які при визначенні розрахункової потужності групи споживачів не враховуються) поділяють на дві групи:

1) такі, що працюють за постійним графіком навантаження;

2) такі, що працюють за змінним графіком навантаження. Для даних двох підгруп споживачів подальші розрахунки проводяться окремо за різними методиками. Алгоритм розрахунку розрахункової потужності для вищезгаданих підгруп споживачів наведено нижче.

2.1. Визначення розрахункової потужності групи споживачів, що працюють за постійним графіком навантаження

Сумарна номінальна активна потужність групи:

$$P^{-}_{номΣ} = \sum P^{-}_{ном_i},$$

де $Р_{ном}^{-}$ - номінальна потужність і-того споживача групи, що розглядається.

Середня активна та реактивна потужності групи за максимально завантажену зміну:

$$Р^{-}_{см} = \sum (Р^{-}_{ном_i} \cdot к_{ві});$$

$$Q^{-}_{см} = P^{-}_{см} \cdot tg\varphi_{ном},$$

де $к_{ві}$ – коефіцієнт використання і – го споживача.

Розрахункові потужності групи:

$$P^{-}_{р} = P^{-}_{см};$$

$$Q^{-}_{р} = Q^{-}_{см}.$$

2.2. Визначення розрахункової потужності групи споживачів, що працюють за змінним графіком навантаження

Сумарна номінальна активна та реактивна потужності групи:

$$Р_{ном}^{\sim} = \sum Р_{номі}^{\sim};$$

$$Q_{ном}^{\sim} = P_{ном}^{\sim} \cdot tg\varphi_{ном}^{\sim},$$

де $P_{номі}^{\sim}$ - номінальна потужність і-того споживача групи, що розглядається; $tg\varphi_{ном}^{\sim}$ - тангенс кута коефіцієнта потужності.

Середня активна та реактивна потужності групи за максимально завантажену зміну:

$$P_{см}^{\sim} = \sum (P_{ном_i}^{\sim} \cdot \kappa_{ві});$$

$$Q_{см}^{\sim} = P_{см}^{\sim} \cdot tg\varphi_{ном}.$$

Груповий коефіцієнт використання

$$к_в^{гр} = \frac{P_{см}^{\sim}}{P_{ном}^{\sim}}.$$

Розрахунковий коефіцієнт m

$$m = \frac{P_{ном.max}^{\sim}}{P_{ном.мін}^{\sim}}.$$

Ефективна кількість споживачів

$$n = \frac{2 \cdot \sum P_{номі}^{\sim}}{P_{ном.max}^{\sim}}.$$

Якщо $m > 3$ і $к_в^{гр} > 0{,}3$, то коефіцієнт максимуму визначається за табл. 8.1 [1] як функція $к_м = f(n_е; k_в^{гр})$.

Розрахункова потужність:

$$P_р^{\sim} = к_м \cdot P_{см}^{\sim};$$

якщо $n_e > 10$, то

$$Q_р^{\sim} = Q_{см}^{\sim};$$

якщо $n_e \leq 10$, то

$$Q_р^{\sim} = 1{,}1 \cdot Q_{см}^{\sim}.$$

Для визначення розрахункової потужності якого-небудь цеху потрібно розрахувати розрахункову потужність освітлювальних установок даного цеху.

2.3. Визначення розрахункової потужності освітлювальних установок

Потужність освітлювальних установок розраховується за методом коефіцієнта попиту

$$P_{ро} = p_о \cdot S,$$

де $p_о$ - питома потужність освітлювальних установок; S - площа цеха.

2.4. Розрахункова потужність та розрахунковий струм цеху

Розрахункова потужність цеху

$$S_р = \sqrt{(P_p^{-} + P_p^{\sim} + P_{ро})^2 + (Q_p^{-} + Q_p^{\sim} + Q_{ро})^2}\ .$$

Розрахунковий струм

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}.$$

Розглянемо визначення розрахункової потужності групи споживачів на конкретному прикладі для бурякопереробного цеху .

2.5. Визначення розрахункової потужності бурякопереробного цеху

Початковими даними для розрахунку є:

1) кількість електроприймачів відділення

$$n = 80;$$

2) сумарна номінальна потужність усіх приймачів електроенергії

$$P_{\Sigma ном} = \Sigma P_{ном} = 2208 \text{ кВт};$$

3) максимальна та мінімальна потужності з поміж усіх приймачів відділення:

$$P_{ном.мах} = 100 \text{ кВт},$$
$$P_{ном.мін} = 1{,}1 \text{ кВт};$$

4) з довідникової літератури [1] приймаємо для даного цеху груповий коефіцієнт використання та коефіцієнт потужності відповідно

$$к_в = 0,5;$$

$$\cos\varphi = 0,7.$$

Приймаємо усі приймачі бурякопереробного цеху такими, що працюють за змінним графіком навантаження.

Середня активна та реактивна потужності групи за максимально завантажену зміну:

$$P_{см}^{\sim} = к_в \cdot P_{\Sigma ном}^{\sim};$$
$$P_{см}^{\sim} = 0,5 \cdot 1468 = 734 \text{ кВт};$$

$$Q_{см}^{\sim} = P_{см}^{\sim} \cdot tg\varphi;$$
$$Q_{см}^{\sim} = 734 \cdot 1,02 = 748,7 \text{ квар}.$$

Розрахунковий коефіцієнт m

$$m = \frac{P_{ном.max}^{\sim}}{P_{ном.мін}^{\sim}};$$

$$m = \frac{100}{1,1} = 90,9$$

Ефективна кількість споживачів

$$n_e = \frac{2 \cdot P_{\sum ном}^{\sim}}{P_{ном.max}^{\sim}};$$

$$n_e = \frac{2 \cdot 1468}{100} = 29{,}4.$$

Оскільки m = 90,9 > 3 і $к_в$ = 0,5 > 0,2 , то за табл. 8.1 [1] визначаємо коефіцієнт максимуму як функцію $к_м = f(n_e; k_в)$

$$к_м = 1{,}13.$$

Активна та реактивна складові розрахункової потужності:

$$P_р^{\sim} = к_м \cdot P_{см}^{\sim};$$
$$P_р^{\sim} = 1{,}13 \cdot 734 = 829{,}4 \text{ кВт};$$

окільки n_e = 90,9 > 10 , то

$$Q_р^{\sim} = Q_{см}^{\sim} = 748{,}7 \text{ квар}.$$

Для інших цехів підприємства розрахунки проводяться аналогічно. Результати розрахунків разом із початковими даними наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Початкові данні						Результати розрахнків						
Назва об'єкта	кіль-кість	$P_{\Sigma ном}$	$\frac{P^{\sim}_{ном.мах}}{P^{\sim}_{ном.мін}}$	$к_в$	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	$P_{см}$	$Q_{см}$	m	$n_е$	$к_м$	$P_р$	$Q_р$
	шт.	кВт	кВт			кВт	квар	-	-	-	кВт	квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурякопереробний цех	80	1468	100/1,1	0,5	0,7/1,02	734,0	748,7	90,9	29,4	1,13	829,4	748,7
Бурякомиюче відді-лення	25	645	42/1,1	0,45	0,8/0,75	290,3	217,7	38,2	30,7	1,18	342,6	217,7
Випарна станція	15	430	50/1,1	0,5	0,7/1,02	215,0	219,3	45,4	17,2	1,22	262,3	219,3
Сокоочисне відді-лення	132	1640	160/0,4	0,5	0,7/1,02	820,0	836,4	400	20,5	1,16	951,2	836,4
Продуктове відді-лення	100	1830	125/0,6	0,5	0,7/1,02	915,0	933,3	208	29,3	1,11	1015	933,3
Цукросушильне від-ділення	34	450	75/0,6	0,5	0,7/1,02	225,0	229,5	125	12,0	1,21	272,3	229,5
Жомосушильне від-ділення	25	475	250/3	0,5	0,7/1,02	237,5	242,3	83,3	3,8	1,49	353,9	266,5
Власні потреби ТЕЦ	30	336	37/2,2	0,6	0,75/0,88	201,6	177,4	16,4	18,6	1,16	233,9	177,4
Вапняне відділення	48	473	30/0,6	0,45	0,75/0,88	212,9	187,3	50	31,5	1,18	251,2	187,3
Склад упакованого цукру	10	125	6/1,1	0,4	0,8/0,75	50,0	37,5	5,4	41,7	1,1	55,0	37,5

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Склад безтарного зберігання цукру	34	215	10/0,75	0,3	0,65/1,17	64,5	75,5	13,3	43,0	1,1	71,0	75,5
Відпускне відділення	12	86	31/0,75	0,3	0,65/1,17	25,8	30,2	41,3	5,5	1,6	41,3	33,2
Центральна насосна станція	9	134	35/1,1	0,5	0,65/1,17	67,0	73,7	32	7,7	1,26	84,4	81,1
Насосні станції над водозабірними свердловинами №1,2	15	80	14/1,1	0,55	0,6/1,33	44,0	58,5	13	11,4	1,25	55,0	58,5
Адміністративно-побутовий корпус	17	12,5	3/0,12	0,6	0,8/0,75	7,5	5,6	25	8,3	1,3	9,8	6,2
Градирня головного корпусу	10	56	6/1,1	0,5	0,65/1,17	28,0	32,8	5,4	18,7	1,21	33,9	32,8
Насосна станція підйому буряка	2	150	160/2,2	0,6	0,7/1,02	90,0	91,8	72,7	1,9	1,38	124,2	101,0
Жомогрануляційне відділення і складом гранульованого жому	36	186	17/2,2	0,45	0,65/1,17	83,7	98,0	7,7	21,9	1,14	95,4	98,0
НС оберненого водозабезпечення	10	40	7,5/1,1	0,5	0,6/1,33	20,0	26,6	6,5	11,1	1,3	26,0	26,6
Зовнішнє освітлення	38	163	5,6/1,1	0,55	0,65/1,17	89,7	104,9	5,1	58,2	1,1	98,7	104,9
Загалом						4677,0	4553,4				5503,3	4597,8

2.6. Визначення розрахункової потужності освітлювальних установок

Згідно генплану площа бурякопереробного цеху складає

$$S = 1250 \text{ м}^2.$$

За методом питомої потужності визначаємо активну складову розрахункової потужності освітлювальних установок

$$P_{ро} = p_о \cdot S;$$
$$P_{ро} = 0{,}015 \cdot 1250 = 18{,}75 \text{ кВт}.$$

Оскільки переважну більшість освітлювальних установок підприємства складають люмінесцентні лампи, які працюють з коефіцієнтом потужності cosφ = 0,8, то реактивна складова розрахункової потужності бурякопереробного цеху дорівнює

$$Q_{ро} = P_{ро} \cdot \text{tg}\varphi;$$

$$Q_{ро} = 18.75 \cdot 0{,}75 = 14.06 \text{ квар}.$$

Для інших цехів і відділень, які показані на генплані аналогічно визначаємо розрахункову потужність освітлювальних установок. Результати розрахунків наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

№	Назва об'єкта	S,м^2	p_o, кВт	P_{po}, кВт	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	Q_{po}, кВар
1	2	3	4	5	6	7
1	Бурякопереробний цех	1250	0,015	18,75	0,8/0,75	14,06
2	Бурякомиюче відділення	600	0,015	9	0,8/0,75	6,75
3	Випарна станція	120	0,015	1,8	0,8/0,75	1,35
4	Сокоочисне відділення	2328	0,015	34,92	0,8/0,75	26,19
5	Продуктове відділення	1304	0,015	19,56	0,8/0,75	14,67
6	Цукросушильне відділення	528	0,015	7,92	0,8/0,75	5,94
7	Жомосушильне відділення	560	0,015	8,4	0,8/0,75	6,30
8	ТЕЦ	3572	0,015	53,58	0,8/0,75	40,19
9	Вапняне відділення	844	0,015	12,66	0,8/0,75	9,50
10	Склад упакованого цукру	1296	0,004	5,184	0,8/0,75	3,89
11	Склад безтарного зберігання цукру	1512	0,004	6,048	0,8/0,75	4,54
12	Відпускне відділення	540	0,015	8,1	0,8/0,75	6,08
13	Жомогрануляційне відділення і складом гранульованого жому	2556	0,01	25,56	0,8/0,75	19,17
14	Механічні майстерні і матеріальний склад	2700	0,015	40,5	0,8/0,75	30,38
15	Компресорная	496	0,01	4,96	0,8/0,75	3,72
16	Центральна насосна станція	324	0,004	1,296	0,8/0,75	0,97
17	Насосні станції над водозабірними свердловинами №1,2	78	0,004	0,312	0,8/0,75	0,23
18	Адміністративно-побутовий корпус	408	0,02	8,16	0,8/0,75	6,12

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5	6	7
19	Градирня головного корпусу	540	0,01	5,4	0,8/0,75	4,05
20	Насосна станція підйому буряка	144	0,004	0,576	0,8/0,75	0,43
21	НС оберненого водозабезпечення	116	0,004	0,464	0,8/0,75	0,35
Всього				181,2	0,8/0,75	203,91

Розрахункова потужність споживачів 0,4 кВ, враховуючи освітлювальні установки складає

$$P_{р0.4} = P_р^{\sim} + P_{ро};$$

$$P_{р0.4} = 5503,3 + 181,2 = 5684,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{р0.4} = Q_р^{\sim} + Q_{ро};$$

$$Q_{р0.4} = 4597,8 + 203,91 = 4801,7 \text{ квар}.$$

2.7. Визначення розрахункової потужності високовольтних споживачів

Споживачи високої напруги вважаються такими, якщо працюють із постійним графіком навантаження.

Розрахунки проводимо згідно алгоритму, який наведено на початку даного розділу на прикладі сокоочисного відділення в якому знаходиться 4 газових насоси (2 з яких знаходяться в резерві) які приводяться в дію двигуном потужністю 500 кВт кожний з такими параметрами:

- коефіцієнт використання $к_в = 0,8$;

- коефіцієнт потужності cosφ = 0,85.

Сумарна номінальна активна потужність групи

$$P_{\Sigma ном} = 500 \cdot 2 = 1000 \text{ кВт}.$$

Середня активна та реактивна потужність групи за максимально завантажену зміну

$$P_{см} = P_{\Sigma ном} \cdot к_в;$$

$$P_{см} = 1000 \cdot 0,8 = 800 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot tg\varphi;$$

$$Q_{см} = 800 \cdot 0,62 = 496 \text{ квар}.$$

Розрахункова активна і реактивна потужності групи

$$P_{рв.с.} = P_{см} = 800 \text{ кВт};$$

$$Q_{рв.с.} = Q_{см} = 496 \text{ квар}.$$

Для інших високовольтних споживачів розрахунок проводиться аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 2.3.

Розрахункова потужність підприємства

$$P_р = P_{р0.4} + P_{рв.с.};$$

$$P_р = 5684,5 + 2260 = 7944,5 \text{ кВт};$$

$$Q_р = Q_{р0.4} + Q_{рв.с.};$$

$$Q_р = 4801,7 + 1401,4 = 6203,1 \text{ квар};$$

$$S_р = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2};$$

$$S_р = \sqrt{7944,5^2 + 6203,1^2} = 10079 \text{ кВ·А}.$$

Таблиця 2.3

Назва об'єкта	Кіль-к ість всьо-го/ в т.ч. роб.	$P_{ном}$, кВт	$P_{\Sigma роб.ном}$, кВт	$к_в$	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, кВар	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар
Сокоочисне відділення	4/2	500	1000	0,8	$\frac{0.8}{0.62}$	800	496	800	496
ЦНС:									
Насоси забрудненої транспортеромиєчної води	2/1	315	315	0,8	$\frac{0.8}{0.62}$	252	156,3	252	156,3
Насоси освітленої транспортеромиєчної води	2/1	630	630	0,8	$\frac{0.8}{0.62}$	504	312,5	504	312,5
ТЕЦ	2/1	250	250	0,8	$\frac{0.8}{0.62}$	200	124	200	124
	2/1	315	315	0,8	$\frac{0.8}{0.62}$	252	156,3	252	156,3
	2/1	315	315	0,8	$\frac{0.8}{0.62}$	252	156,3	252	156,3
Всього								2260	1401,4

За аналогією розраховуємо необхідну споживачам підприємства потужність в ремонтний період:

$$P_р^р = 980 \text{ кВт};$$

$$Q_р^р = 860,7 \text{ квар}.$$

3. Побудова картограми навантажень підприємства

Картограма навантажень будується для генплану заводу, який зображено на листі 1. Картограма навантажень підприємства являє собою розміщені по генплану круги, причому площі, обмежені цими окружностями, в масштабі $m \cdot \pi \cdot r^2$, дорівнює навантаженню цехів підприємства. Для кожного цеху будується свій круг, центр якого співпадає з центром електричних навантажень цеху. Для спрощення побудови картограми вважають, що навантаження цеху рівномірно розподілене по його площі.

ГПП, а також цехові підстанції необхідно намагатися розташовувати як можна ближче до центрів навантажень, оскільки це дозволяє наблизити вищу напругу до центра споживання електричної енергії і значно скоротити протяжність як мереж високої, так і низької напруги, а також зменшити витрати провідникового матеріалу і зменшити втрати електроенергії в розподільчих мережах.

Картограма навантажень дозволяє також безпосередньо представити розподілення електричних навантажень по території підприємства.

Картограму навантажень будемо будувати лише для активної потужності за таким алгоритмом:

Відповідно до радіуса базового круга обчислюється масштаб площ кругів. В нашому випадку масштаб дорівнює

$$m = P_{рп.в.} /(\pi \cdot r^2);$$

$$m = 2080.6 / (3,14 \cdot 18^2) = 2,045.$$

Відповідно до отриманого масштабу площ кругів розраховуємо для інших цехів відповідні радіуси кругів. Для прикладу визначимо радіус круга для бурякопереробного цеху

$$r = \sqrt{\frac{P_{бур}}{\pi \cdot m}};$$

$$r = \sqrt{\frac{829,4}{3,14 \cdot 2,045}} = 11,37 \text{ мм.}$$

Визначаємо кут навантаження освітлювальних установок. Наприклад для бурякорерeробного цеху

$$\alpha_{осв} = \frac{P_{ро}}{P_р} \cdot 360;$$

$$\alpha_{осв} = \frac{18,75}{829,4} \cdot 360 = 8,14^{o}.$$

Визначаємо кут навантаження споживачів високої напруги для тих цехів, де вони є, за формулою

$$\alpha_{в.н.} = \frac{P_{рв.н.}}{P_р} \cdot 360^{o}.$$

Для інших цехів за алгоритмом визначаємо радіуси кругів та кутів навантаження освітлювальних установок. Результати по визначенню характеристик картограми навантаження наведені в табл. 3.1.

Центр електричних навантажень підприємства символізує центр споживання електроенергії. За допомогою центра електричних навантажень є змога розміщувати підстанцію на території підприємства без важких розрахунків.

На основі виміряних координат центрів електричних навантажень визначаємо центр електричних навантажень всього підприємства за формулами:

$$x_0 = \frac{\Sigma P_{pi} \cdot x_i}{\Sigma P_{pi}};$$

$$y_0 = \frac{\Sigma P_{pi} \cdot y_i}{\Sigma P_{pi}}.$$

де x_i, y_i – координати відповідного центра навантажень для і – того цеха.

Для нашого випадку:

x_0 = (848,15· 421+ 351,6· 382+ 264,1· 491+ 1786,12· 479+ 1034,56· 529+ 280,22·559+ +362,3· 382+ 991,48· 310+ 263,86· 393 + 60,184· 552 + 77,048· 406 + 49,4· 376 + +120,96· 331 + 280,2· 224 + 420,96· 416 + 841,7· 154 + 55,312· 643 + 17,96· 703 + +39,3· 24 + 124,78· 492 + 26,464· 51) / (848,15 + 351,6 + 264,1 + 1786,12 + 1034,56 + +280,22 + 362,3 + 991,48 + 263,86 + 60,184 + 77,048 + 49,4 + 120,96 + 280,2 + +420,96 + 841,7 + 55,312 + 17,96 + 39,3 + 124,78 + 26,464) = 401,6 м;

y_0 = (848,15· 85+ 351,6· 85 + 264,1· 106+ 1786,12· 87+ 1034,56· 87+ 280,22·87+ +362,3· 87+ 991,48· 90+ 263,86· 140 + 60,184· 193 + 77,048· 193 + 49,4· 193 + +120,96· 193 + 280,2· 193 + 420,96· 26 + 841,7·34 + 55,312· 74 + 17,96· 79 + 39,3· 35 + 124,78· 242 + 26,464· 77) / (848,15 + 351,6 + 264,1 + 1786,12 + 1034,56 + 280,22 + +362,3 + 991,48 + 263,86 + 60,184 + 77,048 + 49,4 + 120,96 + 280,2 + 420,96 + 841,7 + 55,312 + 17,96 + 39,3 + 124,78 + 26,464) = 90,4 м.

Таблиця 3.1

№	Назва цеху	x_i, мм	y_i, мм	$P_р$, кВт	$P_{ро}$, кВт	$P_{вн}$, кВт	$P_{рц}$, кВт	r, мм	$\alpha_{осв}$	$\alpha_{в.н.}$
1	Бурякопереробний цех	421	85	829,4	18,75	-	848,15	11,49	7,96	-
2	Бурякомиюче відділення	382	85	342,6	9,0	-	351,6	7,40	9,22	-
3	Випарна станція	491	106	262,3	1,8	-	264,1	6,41	2,45	-
4	Сокоочисне відділення	479	87	951,2	34,92	800,0	1786,12	16,68	7,04	161,2
5	Продуктове відділення	529	87	1015,0	19,56	-	1034,56	12,69	6,81	-
6	Цукросушильне відділення	559	87	272,3	7,92	-	280,22	6,61	10,17	-
7	Жомосушильне відділення	382	87	353,9	8,4	-	362,3	7,51	8,35	-
8	ТЕЦ	310	90	233,9	53,58	704,0	991,48	12,43	19,45	255,6
9	Вапняне відділення	393	140	251,2	12,66	-	263,86	6,41	17,27	-
10	Склад упакованого цукру	552	193	55,0	5,184	-	60,184	3,06	31,01	-
11	Склад безтарного зберігання цукру	406	193	71,0	6,048	-	77,048	3,46	28,26	-
12	Відпускне відділення	376	193	41,3	8,1	-	49,4	2,77	59,03	-
13	Жомогрануляційне відділення і складом гранульованого жому	331	193	95,4	25,56	-	120,96	4,34	76,07	-
14	Механічні майстерні і матеріальний склад	224	193	239,7	40,5	-	280,2	6,61	52,03	-
15	Компресорна	416	26	416,0	4,96	-	420,96	8,10	4,24	-
16	Центральна насосна станція	154	34	84,4	1,296	756,0	841,7	11,45	0,55	323,4
17	Насосні станції над водозабірними свердловинами №1,2	643	74	55,0	0,312	-	55,312	2,93	2,03	-
18	Адміністративно-побутовий корпус	703	79	9,8	8,16	-	17,96	1,67	163,6	-
19	Градирня головного корпусу	24	35	33,9	5,4	-	39,3	2,47	49,47	-
20	Насосна станція підйому буряка	492	242	124,2	0,576	-	124,78	4,41	1,66	-
21	НС оберненого водозабезпечення	51	77	26,0	0,464	-	26,464	2,03	6,31	-
	Сума	401,6	90,4	-	-	-	7963,3	-	-	-

4. Вибір джерел живлення та системи напруг

4.1. Вибір джерел живлення у виробничий період

На заводі планується переробляти 6000 тон буряка за добу, або 6000/24 = =250 тон буряка за годину. Для цього треба виробити пари

$$D_{пари} = \frac{d \cdot 250}{100} = \frac{45 \cdot 250}{100} = 112,5 \text{ т/год},$$

Де d – витрати пари на технологічні потреби у % від продуктивності заводу по виробництву буряку.

Працюючи за тепловим графіком навантаження, турбогенератори можуть виробити максимум потужності

$$P_{ген} = \frac{D_{пари}}{d_{пит}} = \frac{112,5}{8,8} = 12,78 \text{ МВт},$$

де $d_{пит}$ - питомий показник витрат пари для виробництва МВт·год електроенергії

Приймаємо до встановлення два генератори потужністю по 6 МВт з повною встановленою потужністю

$$P^{\Sigma}_{ген.ном.}=2\cdot6=12 \text{ МВт}.$$

Через турбогенератори необхідно пропустити таку кількість пари, при умові їх роботи в номінальному режимі:

$$D_{ТГ} = d_{ПИТ} \cdot P^{\Sigma}_{ген.ном.}=8,8\cdot12=105,6 \text{ т}.$$

Залишок пари йде через РОУ

$$D_{РОУ} = D_{ПАРИ} - D_{ТГ} = 112{,}5 - 105{,}6 = 6{,}9 \quad \text{т.}$$

4.2. Вибір напруги мережі живлення

На етапі проектування напругу мережі живлення орієнтовно можна визначити за формулою Стелла

$$\text{U} = 4{,}34 \cdot \sqrt{l + 0{,}016 \cdot P} = 4{,}34 \cdot \sqrt{25 + 0{,}016 \cdot 3{,}5} = 21{,}72 \text{ кВ},$$

де l = 25 км – довжина лінії живлення; $P = 1{,}4 \cdot S_{ном}^{тр}$.

Отже, приймається напруга мережі живлення підприємства рівною 35 кВ.

4.3. Вибір напруги розподільчої мережі підприємства

Через наявність високовольтних двигунів потужністю менше 400 кВт, які випускаються тільки на напругу 6 кВ, можливі два варіанти виконання розподільчої мережі:

1) $U_{роз.мер}$ = 10 кВ, а біля даних високовольтних двигунів встановлюється понижуючий трансформатор 10/6 кВ;

2) $U_{роз.мер}$ = 6 кВ.

Враховуючи невелику територію промплощадки та відсутність віддалених від центру електричних навантажень споживачів великої потужності, вважаємо що капітальні витрати на знижуючий трансформатор 10/6 кВ будуть значно перевищувати економічний ефект від зменшення втрат електричної енергії у розподільчій мережі підприємства при переході з 6 на 10 кВ. Отже зупиняємось на другому варіанті.

5. Вибір трансформатора ГПП

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, передбачається встановлення трансформаторів для зв'язку цих шин з шинами високої напруги. Такий зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення навантажень на напрузі 6-10 кВ при плановому або аварійному відключенні одного генератора.

Число генераторів, як правило, не перевищує двох і вибирається з наступних міркувань:

- при трьох і більше секціях збірних шин ГРУ встановлюється два трансформатори зв'язку. Це дозволяє зробити симетричну схему і зменшити перетоки потужностей між секціями при вимкненні одного з генераторів;
- при видачі в систему значної потужності, співмірної з потужністю резерву енергосистеми (10-12 % від загальної встановленої потужності енергосистеми), необхідно встановлювати два трансформатора. В цьому випадку забезпечується надійна видача надлишкової потужності в енергосистему.
- в останніх випадках, коли ГРУ складається з одної-двох секцій і потужність, що видається в систему, невелика, допускається установка одного трансформатора зв'язку.

Трансформатори зв'язку мають забезпечувати видачу в енергосистему всієї активної і реактивної потужності генераторів, за виключенням навантажень власних потреб і навантажень розподільчого устрою генераторної напруги, а також навантажень розподільчого устрою генераторної напруги в період мінімуму навантажень, а також видачу в мережу активної потужності, що виробляється по тепловому графіку в неробочі дні.

Потужність трансформаторів вибирається із врахуванням можливості живлення споживачів у літній період, коли при зниженні теплових навантажень буде зупинена робота теплових агрегатів. Також необхідно враховувати резервування

живлення навантажень в період максимуму при виході з ладу одного генератора, приєднаного до ГРУ.

Отже, трансформатори зв'язку з системою будемо вибирати виходячи з вищезазначених умов.

Виходячи з умов допустимого перевантаження трансформатора в аварійних режимах визначаємо його номінальну потужність

$$S_{ном}^{тр} = S_{р}^{гпп} / 1.4;$$

$$S_{ном}^{тр} = 3350/1,4 = 2393 \text{ кВА},$$

де $S_{р}^{гпп} = S_{надл} = 3350$ кВА – враховує надлишок потужності, яку трансформатор повинен передавати в систему. Саме таку кількість енергії потребує система.

При виході з ладу одного з турбогенераторів, для забезпечення завершення технологічного процесу мають працювати не менше 73% споживачів (споживачі третьої категорії будуть відключені при виникненні аварійної ситуації), живлення яких має забезпечуватись одним турбогенератором:

$$P_{ав.} = 0,73 \cdot P_{Р.};$$

$$P_{ав.} = 0,73 \cdot 7963,3 = 5813,2 \text{ кВт};$$

$$P_{ТГ6} = 6 \text{ МВт} > P_{ав.} = 5,81 \text{ МВт}.$$

У невиробничий (ремонтний) період споживачам заводу необхідна така кількість енергії, що береться з енергосистеми:

$$P_{Р.} = 1070 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.} = 861 \text{ квар.}$$

$$S_{P.} = \sqrt{P_P{}^2 + Q_P{}^2} = \sqrt{1070^2 + 861^2} = 1374 \text{ кВ·А.}$$

Вибираємо до встановлення два трансформатори ТМН – 2500/35 з такими параметрами:

$U_{ном.вн}$ = 35 кВ; $P_х$ = 4,3 кВт; u_k = 6,5 %;

$U_{ном.нн}$ = 6,3 кВ; $P_к$ = 23,5 кВт; $I_х$ = 1 %.

6. Вибір схеми електропостачання цехів

Розподільчу мережу живлення цехів підприємства виконуємо по радіальній схемі, оскільки навантаження підприємства розташовані в різних напрямках від джерел живлення.

Радіальними схемами є такі схеми, в яких електрична енергія від джерела живлення передається безпосередньо до місця споживання. Найчастіше застосовуються радіальні схеми з числом ступенів не більше двох.

Для даного заводу необхідно застосовувати одноступеневу радіальну схему, оскільки завод є середнім по потужності, із зосередженими на відносно невеликій площі цехів, споживачами. Радіальні схеми забезпечують глибоке секціонування всієї системи електропостачання, починаючи від джерел живлення, і закінчуючи збірними шинами напругою до 1 кВ цехових підстанцій. Радіальне живлення цехів двотрансформаторних підстанцій буде виконуватись від різних секцій РП окремими лініями для кожного трансформатора.

Схеми трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ проектується виконати без збірних шин первинної напруги з глухим приєднанням трансформатора. Схема трансформаторної підстанції ТП - 6/0,4 кВ наведена на рис. 6.1.

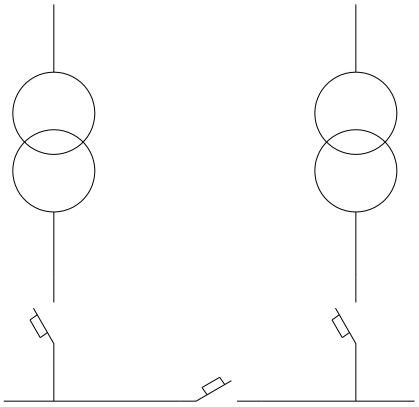

Рис. 6.1. Схема трансформаторної підстанції ТП – 6/0,4 кВ
при радіальному живленні

7. Вибір кількості і потужності цехових підстанцій

Число та потужність цехових трансформаторів вибирають, виходячи з одержаних даних про повну розрахункову потужність цеху та категорії споживачів.

Із специфікою розташування цехів на території заводу пов’язана особливість вибору трансформаторів цехових підстанцій (ТП). Оскільки потужності цехів різні, а самі цехи знаходяться на значній відстані один від одного, то необхідно вибирати кількість та потужність трансформаторів для кожного цеху окремо. При цьому треба враховувати категорії споживачів кожного цеху. Необхідно вибирати такий тип трансформаторів, який забезпечив би однотипність цехових підстанцій по всіх цехах. Двотрансформаторні цехові підстанції мають застосовуватись при перевазі електроприймачів 1 та 2 категорій.

Згідно з ПУЕ допускається післяаварійне перевантаження трансформаторів на 40% на час максимуму загальною добовою тривалістю до 6 годин протягом не більше п’яти діб.

Визначення розрахункової потужності трансформатора покажемо на прикладі бурякопереробного цеху.

Сумарна середня активна, реактивна та повна потужності за максимально завантажену зміну:

$$P_{змΣ} = P_{зм} + P_{ро};$$

$$P_{змΣ} = 734 + 18,75 = 752,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{змΣ} = Q_{зм} + Q_{ро};$$

$$Q_{змΣ} = 748,7 + 14,06 = 762,8 \text{ квар};$$

$$S_{зм} = \sqrt{P_{змΣ}^2 + Q_{змΣ}^2};$$

$$S_{зм} = \sqrt{752,8^2 + 762,8^2} = 1071,7 \text{ кВ·А}.$$

Розрахункова потужність трансформатора

$$S_{т.роз} = \frac{S_{зм}}{\beta},$$

де β – коефіцієнт завантаження трансформатора [1]

$$S_{т.роз} = \frac{1071,7}{0,85} = 1260,76 \text{ кВА}.$$

Аналогічно ведеться розрахунок для інших цехів. Результати заносяться у табл. 7.1.

Таблиця 7.1

Назва цеху	$P_{см\Sigma}$, кВт	$Q_{см\Sigma}$, квар	$S_{см}$, кВ·А	β	$S_{т.роз}$, кВ·А
Бурякопереробний цех	752,75	762,76	1071,65	0,85	1260,76
Бурякомиюче відділення	299,3	224,45	374,11	0,85	440,13
Випарна станція	216,8	220,65	309,34	0,85	363,93
Сокоочисне відділення	854,92	862,59	1214,48	0,85	1428,80
Продуктове відділення	934,56	947,97	1331,18	0,85	1566,09
Цукросушильне відділення	232,92	235,44	331,19	0,85	389,64
Жомосушильне відділення	245,9	248,6	349,67	0,85	411,38
ТЕЦ	255,18	217,59	335,35	0,85	394,53
Вапняне відділення	225,56	196,8	299,35	0,85	352,18
Склад упакованого цукру	55,184	41,39	68,98	0,9	76,64
Склад безтарного зберігання цукру	70,55	80,04	106,69	0,9	118,54
Відпускне відділення	49,4	44,52	66,50	0,85	78,24
Жомогрануляційне відділення і склад гранульованого жому	109,26	104,3	151,05	0,85	177,71
Механічні майстерні і матеріальний склад	280,2	253,5	377,85	0,85	444,53
Компресорна	468,4	478,7	669,74	0,85	787,93
Центральна насосна станція	68,3	74,67	101,20	0,85	119,06
Насосні станції над водозабірними свердловинами №1,2	44,312	58,73	73,57	0,85	86,55
Адміністративно-побутовий корпус	15,66	11,72	19,56	0,85	23,01
Градирня головного корпусу	33,4	36,58	49,53	0,85	58,27
Насосна станція підйому буряка	90,576	91,23	128,56	0,85	151,25
НС оберненого водозабезпечення	20,464	26,95	33,84	0,85	39,81
Зовнішнє освітлення	89,7	104,9	138,02	0,85	162,38

Враховуючи розташування цехів на генплані підприємства та їх навантаження, складемо таблицю в якій згрупуємо цехи які будуть живитись від спільної ТП та визначимо потужність трансформаторів на ТП.

Таблиця 7.2

№ТП	Назва цеху	$S_{см}$, кВ·А	$S_{т.роз,}$ кВ·А	$S_{\Sigma т}$, кВ·А	$S_{т.ном}$, кВ·А	$\beta_{факт.}$
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	Бурякопереробний цех	1071,65	1260,76	1260,76	2х1000	0,63
ТП2	Продуктове відділення	1331,18	1566,09	2065,3	2х1600	0,65
	Цукросушильне відділення	331,19	389,64			
	Насосні станції над водозабірними скважинами №1,2	73,57	86,55			
	Адміністративно-побутовий корпус	19,56	23,01			
ТП3	Бурякомиюче відділення	374,11	440,13	1610,0	2х1000	0,81
	Випарна станція	309,34	363,93			
	Жомосушильне відділення	349,67	411,38			
	ТЕЦ	335,35	394,53			
ТП4	Сокоочисне відділення	1214,48	1428,80	1428,80	2х1000	0,71

Продовження табл. 7.2

1	2	3	4	5	6	7
ТП5	Вапняне відділення	299,35	352,18	954,56	2х630	0,76
	Склад упакованого цукру	69,0	76,64			
	Склад безтарного зберігання цукру	106,7	118,54			
	Відпускне відділення	66,5	78,24			
	Жомогрануляційне відділення і складом гранульованого жому	151,05	177,71			
	Насосна станція підйому буряка	128,56	151,25			
ТП6	Компресорна	468,4	787,93	787,93	2х630	0,63
ТП7	Механічні майстерні і матеріальний склад	377,85	444,53	943,09	2х630	0,75
	Житлове селище	277,31	326,25			
	Мазутне господарство	8,44	9,93			
	Зовнішнє освітлення	138,02	162,38			
ТП8	Центральна насосна станція	101,2	119,06	217,4	2х160	0,68
	Градирня головного корпусу	49,53	58,27			
	НС оберненого водозабезпечення	33,84	39,81			

Сумарна розрахункова потужність трансформаторів на ТП1 для бурякопереробного цеху

$$S_{\Sigma т} = S_{т.роз} = 1260,76 \text{ кВ·А}.$$

Вибираємо два трансформатори ТМЗ – 1000/6 потужністю 1000 кВ·А кожний.

Фактичний коефіцієнт завантаження

$$\beta_{факт} = S_{см} / S_{т.ном} = 1260,76/2000 = 0,63.$$

Аналогічно розрахунок ведеться для інших груп цехів. Результати розрахунку наведено в табл. 7.2.

8. Розрахунок струмів короткого замикання

Короткими замиканнями (КЗ) називають замикання між фазами (фазними провідниками електроустановки), замикання фаз на землю (нульовий провід) в мережах з глухо- та ефективно-заземленими нейтралями, а також виткові замикання в електричних машинах.

Короткі замикання виникають при порушенні ізоляції електричних мереж. Причини таких порушень різні: старіння, і як наслідок цього, пробій ізоляції, накидання на проводи ліній електропередачі, обриви проводів із падінням на землю, механічні пошкодження ізоляції кабельних ліній при земляних роботах, удари блискавки в лінії електропередач, тощо.

Частіше всього КЗ відбувається через перехідний опір, наприклад через опір електричної дуги, що виникає в місці пошкодження. Іноді виникають металічні КЗ без перехідного опору. Для спрощення аналізу в більшості випадків при розрахунках КЗ розглядається металічне КЗ без врахування перехідного опору.

В трифазних електроустановках виникають три - та двофазні КЗ. Крім того, в трифазних мережах з глухо- та ефективно-заземленими нейтралями можуть виникати однофазні та двофазні КЗ на землю (замикання двох фаз між собою з одночасним з'єднанням їх із землею.

При трифазному КЗ всі фази електричної мережі знаходяться в однакових умовах, тому його називають симетричним. При інших видах КЗ фази знаходяться в різних умовах, в зв'язку із чим векторні діаграми струмів і напруг викривлені. Такі КЗ називають несиметричними .

При КЗ у ланцюгах підвищується струм і зменшується напруга. Підвищення струму КЗ призводить до збільшення втрат електроенергії в провідниках і контактах, що визиває їх підвищений нагрів. Нагрів може прискорити старіння і розклад ізоляції, визвати зварювання і вигоряння контактів, втрату механічної міцності шин і проводів і т.п. Падіння напруги приводить до порушення нормальної роботи ділянок системи електропостачання, а іноді і до розладу її в цілому. У процесі проектування ми визначаємо найбільші значення струму КЗ у всіх характерних точках системи електропостачання.

Розрахунки КЗ проводяться для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки установок релейного захисту і автоматики.

В нижченаведених розрахунках будуть прийняті такі умови:

- за розрахунковий період прийнято виробничий період роботи цукрового заводу.
- генератори працюють паралельно;
- потужність системи – S_c =1000 МВ·А;
- опір системи x_c =10 в.о.

Спрощена схема електропостачання заводу наведена на рис. 8.1. Схема заміщення із параметрами мережі, приведеними до базових умов наведена на рис. 8.2

Розрахунок струмів КЗ з врахуванням дійсних характеристик і дійсного режиму роботи всіх елементів енергосистеми, що складається із багатьох електричних станцій і підстанцій, дуже важкий. Разом із тим, для вирішення багатьох задач, що зустрічаються на практиці, можна вводити припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєві похибки. До таких припущень відносять наступні:
1) приймається, що фази ЕРС всіх генераторів не змінюються (відсутність качання генераторів) на протязі всього процесу КЗ;

2) не враховується насичення магнітних систем , що дозволяє вважати постійними і незалежними від струму індуктивні опори всіх елементів коротко замкненої мережі;

3) нехтують намагнічуючими струмами силових трансформаторів;

4) не враховують, крім особливих випадків, ємнісні провідності елементів короткозамкненої мережі на землю;

5) вважають, що трифазна система є симетричною;

6) вплив навантажень на струми КЗ враховують приблизно;

7) при обчисленні струмів КЗ як правило нехтують активним опором мережі, якщо відношення x/r більше трьох.

Вказані припущення поряд з припущеннями розрахунків призводять до деякого перевищення реальних струмів КЗ (похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10 %, що прийнято вважати допустимим).

При розрахунках струмів КЗ в установках до 1000 В необхідно враховувати опір шин, трансформаторів струму, рубильників, автоматичних вимикачів, параметри яких повинні вказуватися в розрахунковій схемі. В цілях спрощення розрахунків для кожної електричного ступеню замість її дійсного значення на шинах вказується середня напруга $U_{ср}$ кВ, згідно наступної шкали:

770; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15.

8.1. Визначення параметрів схеми заміщення

Опір системи приведений до базових умов

$$x_{с.б.}^{*} = x_{с}^{*} \cdot \frac{S_{б}}{S_{с}} = 10 \cdot \frac{100}{1000} = 1,$$

де $S_б$ – базова потужність, МВА.

Опір трансформатора ЦТП, приведений до базових умов

$$x_т^* = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.т}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6 .$$

Опір повітряної лінії електропередач, приведений до базових умов

$$x_{пл}^* = \frac{l_{кл} \cdot x_{пл} \cdot S_б}{\cdot (U_{ном}^{ср})^2} = \frac{25 \cdot 0,4 \cdot 100}{37^2} = 0,816 ,$$

$x_{пл}$ – усереднене значення опору ПЛ [1].

Опір кабельної лінії, що йде від ГПП до ГРУ, приведений до базових умов

$$x_{кл}^* = \frac{l_{кл} \cdot x_{кл} \cdot S_б}{(U_{ном}^{ср})^2} = \frac{0,03 \cdot 0,08 \cdot 100}{6,3^2} = 0,006 ,$$

$x_{кл}$ – усереднене значення опору КЛ [1].

Опір турбогенераторів приведений до базових умов

$$x_{г6}^* = x_{д6} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.г6}} = 0,12 \cdot \frac{100}{7,5} = 1,7 .$$

8.2. Розрахунок струмів КЗ в мережі 6 кВ

Алгоритм розрахунку мереж 6 кВ - однаковий. Проведемо розрахунок на прикладі визначення струмів КЗ на шинах ГРУ – 6 кВ.

Коефіцієнти струморозподілу приймаються рівними 1 для системи і для генераторів. Для генераторів коефіцієнти струморозподілу визначаються за правилом чужого плеча.

Розрахункова схема для визначення струму КЗ на шинах ГРУ – 6 кВ (точка $к_3$) наведена на рис. 8.2.

$$x_1^* = \frac{x_{г6}^*}{2} = \frac{1{,}7}{2} = 0{,}85;$$

$$x_2^* = x_с^* + x_{пл}^* + x_т^* + x_{кл}^*;$$

$$x_2^* = 1 + 0{,}816 + 2{,}6 + 0{,}006 = 4{,}42.$$

На рис. 8.3 показано еквівалентний опір, значення якого

$$x_{екв}^* = \frac{x_1^* \cdot x_2^*}{x_1^* + x_2^*} = \frac{0{,}85 \cdot 4{,}42}{0{,}85 + 4{,}42} = 0{,}713.$$

$$C_С = \frac{x_{екв}^*}{x_C^*} = \frac{0{,}713}{4{,}42} = 0{,}16;$$

$$C_{г6} = \frac{x_{екв}^*}{x_{Г6}^*} = \frac{0{,}713}{0{,}85} = 0{,}84.$$

Розрахунковий опір системи та генераторів:

$$x_{роз.с}^* = \frac{x_{екв}^* \cdot S_c}{C_C \cdot S_б} = \frac{0{,}713 \cdot 1000}{0{,}16 \cdot 100} = 44{,}6;$$

$$x_{\Sigma роз.гб}^{*} = \frac{x_{екв}^{*} \cdot S_{гб}}{C_{Гб} \cdot S_{б}} = \frac{0{,}713 \cdot 7{,}5}{0{,}84 \cdot 100} = 0{,}064;$$

$$x_{роз.гб}^{*} = 2 \cdot x_{\Sigma роз.гб}^{*} = 2 \cdot 0{,}064 = 0{,}128.$$

Стум КЗ від системи у відносних одиницях для моментів часу 0,0 та 0,2 с

$$I_{0.0с}^{*} = I_{0.2с}^{*} = 1/x_{роз.с}^{*} = 1/44{,}6 = 0{,}022.$$

Струм КЗ від генераторів у відносних одиницях для моментів часу 0,0 та 0,2 с визначається за розрахунковими кривими [1]:

$$I_{0.0гб}^{*} = 6{,}8;$$

$$I_{0.2гб}^{*} = 4{,}2.$$

Базові струми у місці короткого замикання

$$I_{б}^{кз} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}^{кз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 9{,}16 \text{ кА};$$

$$I_{гб}^{кз} = \frac{S_{гб}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}^{кз}} = \frac{7{,}5}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 0{,}65 \text{ кА}.$$

Струми КЗ в іменованих одиницях від системи в точці $к_3$

$$I_{0.0с} = I_{0.2с} = I_{0.0с}^{*} \cdot I_{б} = 0{,}09 \cdot 9{,}16 = 0{,}824 \text{ кА}.$$

Струми КЗ від генераторів в точці $к_3$:

$$I_{0.0г6} = I_{0.0г6}^{*} \cdot I_{г6}^{кз} = 6,8 \cdot 0,65 = 4,42 \text{ кА};$$

$$I_{0.2г6} = I_{0.2г6}^{*} \cdot I_{г6}^{кз} = 4,2 \cdot 0,65 = 2,73 \text{ кА}.$$

Струми підживлення к.з. від АД визначаємо за формулою

$$I_{ад} = \frac{n_{ад} \cdot I_{ном}^{ад} \cdot E_{ад} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(x_{кл2}^{*} + x_{ад}^{*})^2}};$$

Струми підживлення к.з. від АД потужністю 630 кВт

$$I_{ад} = \frac{1 \cdot 69,9 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(0,042 + 0,2)^2}} = 0,26 \text{ кА}.$$

Струми підживлення к.з. від АД потужністю 500 кВт

$$I_{ад} = \frac{2 \cdot 56 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(0,042 + 0,2)^2}} = 0,417 \text{ кА}.$$

Струми підживлення к.з. від АД потужністю 315 кВт

$$I_{ад} = \frac{3 \cdot 35,3 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(0,042 + 0,2)^2}} = 0,394 \text{ кА}.$$

Струми підживлення к.з. від АД потужністю 250 кВт

$$I_{ад} = \frac{1 \cdot 32,3 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(0,042 + 0,2)^2}} = 0,12 \text{ кА}.$$

Сумарний струм підживлення КЗ від АД

$$I_{адΣ} = 0,26+0,417+0,394+0,12 = 1,191 \text{ кА}.$$

Сумарний струм КЗ в точці $к_3$

$$I_{0.0} = I_{0.0с} + 2 \cdot I_{0.0г6} + I_{адΣ} ;$$

$$I_{0.0} = 0,824 + 2 \cdot 4,42 + 1,191 = 10,86 \text{ кА};$$

$$I_{0.2} = I_{0.2с} + 2 \cdot I_{0.2г6};$$

$$I_{0.2} = 0,824 + 2 \cdot 2,73 = 6,28 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова для системи, генераторів та двигунів

$$T_{ас} = 0,05;$$
$$T_{аг} = 0,106;$$
$$T_{ад} = 0,04.$$

Миттєве значення ударного струму в точці $к_3$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot к_{уд.с} \cdot I_{0.0с} + 2 \cdot \sqrt{2} \cdot к_{уд} \cdot I_{0.0г6} + \sqrt{2} \cdot к_{уд.дв} \cdot I_{адΣ};$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,824 + 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 4,42 + \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,191 = 24,81 \text{ кА}.$$

Тепловий імпульс в точці $к_3$

$$B_к = B_а + B_п = \left(I_{0.0с}^2 \cdot T_{ас} + I_{0.0г}^2 \cdot T_{аг} + \frac{4 \cdot I_{0.0с} \cdot I_{0.0г}}{\frac{1}{T_{ас}} + \frac{1}{T_{аг}}} \right) + \tau(I_{0.0с}^2 + I_{0.0г}^2 \cdot B);$$

$$B_к = (0{,}824^2 \cdot 0{,}05 + 8{,}84^2 \cdot 0{,}106 + \frac{4 \cdot 8{,}24 \cdot 8{,}84}{\frac{1}{0{,}05} + \frac{1}{0{,}106}}) + 1{,}02 \cdot (0{,}824^2 + 8{,}84^2 \cdot 0{,}26) =$$

$$= 31{,}88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Аперіодичний струм КЗ в точці $к_3$:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{0.0с} \cdot e^{\frac{0{,}01 + \tau_{в.в}}{T_{ас}}} + \sqrt{2} \cdot I_{0.0г} \cdot e^{\frac{0{,}01 + \tau_{в.в}}{T_{ас}}};$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 0{,}824 \cdot e^{-\frac{0{,}01+0{,}2}{0{,}05}} + \sqrt{2} \cdot 8{,}84 \cdot e^{-\frac{0{,}01+0{,}2}{0{,}106}} + \sqrt{2} \cdot 1{,}191 \cdot e^{-\frac{0{,}01+0{,}2}{0{,}04}} = 1{,}755 \text{ кА}.$$

Таблиця 8.1

Точка КЗ	Джерело живлення	$x_{зак}^{*}$	$x_{роз}^{*}$	$I_{0.0}^{*}$	$I_{0.2}^{*}$	$I_{0.0}$, кА	$I_{0.2}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_a, кА	$B_к$, $кА^2 \cdot с$
1	Система	0,68	10,0	0,1	0,1	1,56	1,56	3,55	0,08	9,18
	Генератор		0,46	2,4	1,8	0,29	0,22	0,78	0,06	
	Всього		-	-	-	1,85	1,78	4,33	0,14	
2	Система	0,76	17,3	0,058	0,058	0,9	0,9	2,04	0,02	7,23
	Генератор		0,29	3,4	2,5	0,41	0,32	1,11	0,08	
	Всього		-	-	-	1,31	1,22	3,15	0,1	
3	Система	0,713	11,32	009	0,09	0,824	0,824	2,12	0,022	31,88
	Генератор		0,15	6,8	4,2	4,42	2,73	20,0	1,724	
	АД		-	-	-	1,191	0	2,69	0,009	
	Всього		-	-	-	6,44	3,55	24,81	1,755	

9. Розрахунок мережі електропостачання

Для вибору високовольтних комутаційних апаратів необхідно знати робочі струми необмежено довгих за часом режимів роботи, а також струми аварійного короткочасного режиму, трифазного режиму короткого замикання у відповідних точках системи електропостачання.

Необмежено довгий за часом режим роботи електротехнічної установки – це режим, що триває довше, ніж це необхідно для досягнення елементами електроустановки стабільної температури при незмінній температурі навколишнього середовища. Необмежено довга за часом робота обладнання електротехнічної установки характеризується двома режимами: нормальним та максимальним.

Нормальний – це такий режим, за якого всі елементи системи електропостачання електротехнічної установки знаходяться в роботі, а їх параметри не виходять за межі номінальних значень. Нормальний режим роботи електроустановки характеризується струмом нормального режиму $I_н$. Окремим випадком нормального струму є номінальний.

Максимальний – це такий режим роботи електротехнічної установки, за якого частина елементів системи електропостачання з різних причин вимкнена, внаслідок чого решта елементів системи електропостачання працює з підвищеним навантаженням. Максимальний режим роботи характеризується струмом максимального режиму $I_{макс}$.

9.1. Визначення струмів нормального та максимального режимів

Струми нормального та максимального режимів роботи для лінії зв'язку з системою

$$I_н = I_м = \frac{\sqrt{(P^{Г}_{ном} - P_р)^2 + (Q^{Г}_{ном} - Q_р)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_н = I_м = \frac{\sqrt{(12000 - 7963{,}3)^2 + (9000 - 6223{,}1)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 97{,}34 \text{ А}.$$

Струми нормального та максимального режимів в приєднанні ТП1 з трансформаторами потужністю 1600 кВА.

Струм нормального режиму

$$I_н = \frac{\beta \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_н = \frac{0{,}65 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 95{,}3 \text{ А}.$$

Струм максимального режиму

$$I_{макс} = \frac{1{,}4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{макс} = \frac{1{,}4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 205{,}3 \text{ А}.$$

Струми нормального та максимального режимів в приєднанні ТП з трансформаторами потужністю 1000 кВА:

Струм нормального режиму

$$I_н = \frac{0{,}63 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 57{,}73 \text{ А}.$$

Струм максимального режиму

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 128,3 \text{ А}.$$

Струми нормального та максимального режимів в приєднанні ТП з трансформаторами потужністю 630 кВА

Струм нормального режиму

$$I_{н} = \frac{0,76 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 43,9 \text{ А}.$$

Струм максимального режиму

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 80,83 \text{ А}.$$

Струми нормального та максимального режимів в приєднанні ТП з трансформаторами потужністю 160 кВА.

Струм нормального режиму

$$I_{н} = \frac{0,68 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,97 \text{ А}.$$

Струм максимального режиму

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 20,6 \text{ А}.$$

Струм нормального режиму генераторів 6 МВт:

$$I_{н}^{г6} = \frac{P_{ном}^{г6} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном}};$$

$$I_{н}^{г6} = \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,95} = 646,9 \text{ А}.$$

Струми максимального режиму визначаються при умові роботи генератора при зниженні напруги на 5% :

$$I_м^{г6} = \frac{P_{ном}^{г6} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi_{ном} \cdot \eta};$$

$$I_м^{г6} = \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot 6{,}3 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}95} = 680{,}9 \text{ А}.$$

Струм максимально режиму від ГПП до шин ГРУ:

$$I_м = \frac{1{,}4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U};$$

$$I_м = \frac{1{,}4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 320{,}8 \text{ А};$$

Струм максимального режиму в приєднанні СВ ГРУ – 6,3 кВ:

$$I_н^{св} = I_м^{г6} = 680{,}9 \text{ А}.$$

Струм в приєднанні високовольтних двигунів потужністю 630 кВт:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\psi_{ном} \cdot \eta_{ном}};$$

$$I_{ном} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3 \cdot 0{,}87 \cdot 0{,}95} = 69{,}9 \text{ А}.$$

Струм в приєднанні високовольтних двигунів потужністю 500 кВт

$$I_{ном} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0{,}87 \cdot 0{,}94} = 56 \text{ А}.$$

Струм в приєднанні високовольтних двигунів потужністю 315 кВт

$$I_{ном} = \frac{315}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0{,}87 \cdot 0{,}94} = 35{,}3 \text{ А.}$$

Струм в приєднанні високовольтних двигунів потужністю 250 кВт

$$I_{ном} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0{,}77 \cdot 0{,}92} = 32{,}3 \text{ А.}$$

Струми нормального та максимального режимів в приєднанні ГРУ

$$I_н = I_м = \frac{\sqrt{P_{макс}^2 + Q_{макс}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{12780^2 + 9585^2}}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 923{,}7 \text{ А.}$$

9.2. Вибір перетину струмоведучих елементів

Провідники будь-якого призначення повинні задовольняти вимогам тривало-допустимого їх нагрівання струмами як нормального, так і максимального режиму. У зв'язку із цим переріз провідників вибирають за економічно вигідною густиною струму для нормального режиму роботи електроустановки та перевіряють за граничною тривало-допустимою температурою $t_{доп.}$ поверхні провідника при максимальному режимі. Економічно вигідний переріз провідника, мм^2

$$S_{ек} = \frac{I_н}{j_{ек}},$$

де $I_н$ - струм нормального робочого режиму, А; $j_{ек}$ - нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм^2.

Розрахунковий економічно вигідний $S_{ек}$ заокруглюється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{ст}$, мм^2.

Слід зауважити, що умовам вибору перерізу провідників за економічно вигідною густиною струму не підлягають

- збірні шини електроустановок та ошиновка в межах відкритих і закритих розподільчих пристроїв усіх напруг (а вибирається за нагрівом);
- мережі промислових підприємств і мережі напругою до 1 кВ при $T_{макс}$ до 4000...5000 год в рік;

- мережі тимчасових споруд;

- мережі освітлення промислових підприємств, житлових і громадських будинків, тощо.

Перевірка вибраного стандартного перерізу $S_{ст}$ за граничною тривало-допустимою температурою при максимальному режимі проводиться для всіх видів провідників – шин, кабелів, проводів. Тривало-допустима максимальна температура $t_{доп}$ провідників нормується або умовою підвищеного окислення контактних з'єднань для неізольованих провідників, або умовою швидкого старіння ізоляції для ізольованих провідників. З урахуванням максимальних тривало-допустимих температур навколишнього середовища для $t_{опт.с}$ (для повітря 25 °С, для землі та води - 15 °С) для різних видів провідників стандартного перерізу та їх ізоляції експериментально отримані максимальні значення тривало-допустимих струмів $I_{доп}$.

Провідник задовольняє умові нагрівання його до тривало-допустимої температури при максимальному режимі, якщо виконується залежність

$$к_{нав} \cdot I_{доп} \geq I_{макс},$$

де $к_{нав}$ - допустимий коефіцієнт навантаження в максимальному режимі, більший за одиницю.

Для шин, неізольованих проводів, а також кабельних ліній напругою 20...35 кВ $к_{нав} = 1$, тобто їх перевантаження в максимальному режимі недопустиме і має виконуватись умова

$$I_{доп} \geq I_{макс}.$$

Для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою маслом ізоляцією, які частину доби мають навантаження менше за номінальне, може допускатися тимчасове перевантаження.

При протіканні струмів КЗ збільшуються втрати електроенергії в провідниках і контактах, що призводить до їх підвищеного нагріву. Нагрів може прискорити старіння і руйнування ізоляції, викликати зварювання і вигоряння контактів. втрату механічної міцності шин і проводів і т.п. Провідники і апарати повинні без по-

шкоджень переносити на протязі заданого розрахункового часу нагрів струмами КЗ, тобто повинні бути термічно стійкими.

Протікання струмів короткого замикання супроводжується також значними електродинамічними зусиллями між провідниками. Якщо не прийняти належних заходів, то під дією цих зусиль струмоведучі частини і їх ізоляція можуть бути зруйновані. Струмоведучі частини, апарати і електричні машини повинні бути сконструйовані таким чином, щоб витримати без ушкоджень зусилля, які виникають при КЗ, тобто повинні відповідати умові електродинамічної стійкості.

Вибір перерізу повітряної лінії 35 кВ

$$S_{ек} = I_н / j_{ек} = 97,34 / 1,3 = 74,9 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу ПЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 95$ мм^2 (АС – 95/16, $I_{доп} = 260$ А) [2].

Мінімально допустимий переріз ПЛ за умови термічної стійкості

$$S_{т.мін} = \frac{\sqrt{B_к \cdot 10^6}}{90} = \frac{\sqrt{7,23 \cdot 10^6}}{90} = 30 \text{ мм}^2.$$

Оскільки $S_{т.мін} = 30$ мм^2 < $S_{ст} = 95$ мм^2 , то вибраний переріз ПЛ задовольняє умові термічної стійкості. Аналогічно перевіряються КЛ живлення цехових ТП, високовольтних двигунів.

Перевіримо вибраний провід на стійкість до струмів максимального режиму Оскільки $I_{доп}$=260 А > $I_м$=97,34 А, то вибраний переріз стійкий до струмів максимального режиму.

Вибір кабельної лінії для приєднання ТП з трансформаторами потужністю 1000 кВА. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = I_н / j_{ек} = 57,73 / 1,3 = 44,4 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 50$ мм^2 (ААШв – 6 – 3х50, $I_{доп} = 155$ А) [2].

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 155 \text{ А} > I_м = 128,3 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Вибір кабельної лінії для приєднання ТП з трансформаторами потужністю 630 кВА. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = 43,9/1,3 = 33,8 \text{ мм}^2 .$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 50 \text{ мм}^2$ (ААШв – 6 – 3х50, $I_{доп} = 155$ А).

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 155 \text{ А} > I_м = 80,83 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Вибір кабельної лінії для приєднання ТП з трансформаторами потужністю 1600 кВА. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = 95,3/1,3 = 73,31 \text{ мм}^2 .$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 95 \text{ мм}^2$ (ААШв -6 – 3х95, $I_{доп} = 290$ А).

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 290 \text{ А} > I_м = 250,3 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Вибір кабельної лінії для приєднання ТП з трансформаторами потужністю 160 кВА. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = 9,97/1,3 = 7,7 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 50 \text{ мм}^2$ (ААШв – 6 – 3х50, $I_{доп} = 155$ А).

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 130 \text{ А} > I_м = 20,6 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Вибір кабельної лінії для приєднання асинхронного двигуна потужністю 630 кВА. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = 69,9/1,3 = 53,8 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 50$ мм^2 (ААШв – 6 – 3х50, $I_{доп} = 155$ А).

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 155 \text{ А} > I_м = 69,9 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Вибір кабельної лінії для приєднання асинхронного двигуна потужністю 500 кВА. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = 56/1,3 = 43 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 50$ мм^2 (ААШв – 6 – 3х50, $I_{доп} = 155$ А).

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 155 \text{ А} > I_м = 56 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Вибір кабельної лінії для приєднання асинхронного двигуна потужністю 315 кВА. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = 35,3/1,3 = 27,2 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 50$ мм^2 (ААШв – 6 – 3х50, $I_{доп} = 155$ А).

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 125 \text{ А} > I_м = 35,3 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Вибір кабельної лінії для приєднання асинхронного двигуна потужністю 250 кВА. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = 32,3/1,3 = 24,8 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 50$ мм^2 (ААШв -6 – 3х50, $I_{доп} = 155$ А).

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 105 \text{ А} > I_м = 32,3 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Вибір КЛ від ГПП до ГРУ. Економічно вигідний переріз КЛ

$$S_{ек} = 680,9/1,3 = 523,8 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до економічно – вигідного перерізу КЛ приймаємо найближчий стандартний переріз $S_{ст} = 300$ мм^2 (2х ААШв – 6 – 3х300, $I_{доп} = 420$ А, $r_0 = 0,129$ Ом/км, $x_0 = 0,071$ Ом/км).

Перевіримо вибраний кабель на стійкість до струмів максимального режиму

$$I_{доп} = 840 \text{ А} > I_м = 523,8 \text{ А}.$$

Отже вибраний кабель є стійким до струмів максимального режиму.

Таблиця 9.1

Найменування	За довготривалим режимом					За термічною стійкостю		Вибрано переріз		
	$I_н$, А	$I_м$, А	$J_{ек}$, А/мм^2	$S_{ек}$, мм^2	$S_{ст}$, мм^2	$B_к$, кА·с	$S_{мін}$, мм^2	$S_{ст}$, мм^2	$I_{доп}$, А	Тип провідника
Повітряна лінія	97,34	97,34	1,3	74,9	95	7,23	30	95	260	АС-95/12
КЛ до ГРУ	680,9	680,9	1,3	523,8	2х300	41,88	71,9	2х300	840	2хААШв-3х300/6
КЛ до ТП з тр-ми 1000 кВА	57,73	128,3	1,3	44,4	50	10,86	36,6	50	155	ААШв-3х50/6
КЛ до ТП з тр-ми 630 кВА	43,9	80,83	1,3	33,8	35	10,86	36,6	50	155	ААШв-3х50/6
КЛ до ТП з тр-ми 1600 кВА	95,3	250,3	1,3	73,31	95	10,86	36,6	95	290	ААШв-3х95/6
КЛ до ТП з тр-ми 160 кВА	9,97	20,6	13,	7,7	16	10,86	36,6	50	155	ААШв-3х50/6
КЛ до АД 630 кВт	69,9	69,9	1,3	53,8	50	10,86	36,6	50	155	ААШв-3х50/6
КЛ до АД 500 кВт	56	56	1,3	43	50	10,86	36,6	50	155	ААШв-3х50/6
КЛ до АД 315 кВт	35,3	35,3	1,3	27,2	35	10,86	36,6	50	155	ААШв-3х50/6
КЛ до АД 250 кВт	32,3	32,3	1,3	24,8	25	10,86	36,6	50	155	ААШв-3х50/6
Шини ГРУ	923,7	923,7	-	-	60х8	41,88	71,9	800	1025	Алюмінієві шини
Генератор 6 МВт	646,9	681	-	-	50х6	41,88	71,9	300	740	Алюмінієві шини

10. Вибір апаратури в мережі 6 кВ

В даному розділі будемо вибирати високовольтну комутаційну апаратуру: високовольтні вимикачі та роз'єднувач в приєднанні трансформатора зв'язку із системою.

Вимикач - це комутаційний апарат, який призначено для включення та відключення струму. Вимикач є основним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення мережі в будь-яких режимах: довготривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, несинхронна робота. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче коротке замикання. До вимикачів високої напруги пред'являються наступні вимоги:

- надійне відключення будь-яких струмів;
- швидкодія, тобто найменший час відключення;
- пригодність для швидкодіючого автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача одразу після відключення;
- легкість ревізії;
- вибухо- та пожежобезпека;
- зручність транспортування і експлуатації.

Вимикачі високої напруги повинні витримувати протягом тривалого часу номінальний струм $I_{ном}$ та номінальну напругу $U_{ном}$.

У розподільчих пристроях 6...10 кВ рекомендується використовувати пожежо- та вибухобезпечні вакуумні вимикачі.

Роз'єднувач - це контактний комутаційний пристрій, який призначено для відключення та включення електричних ланцюгів без струму, або із незначним струмом, який для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок.

При ремонтних роботах роз'єднувачем виконується видимий розрив між частинами, що залишаються під напругою і апаратами, що виведені в ремонт.

Роз'єднувачем заборонено відключати струми навантаження, оскільки їх контактна система не має дугогасячих пристроїв і у випадку помилкового відключення струмів навантаження виникає стійка дуга, яка може привести до міжфазного КЗ і нещасним випадкам з обслуговуючим персоналом. Перед операцією роз'єднувачем ланцюг має бути розімкнено за допомогою вимикача.

Але, для спрощення схем електроустановок допускається використовувати роз'єднувачі для виконання наступних операцій:

-відключення і включення нейтралей трансформаторів і заземлюючих дугогасячих реакторів при відсутності замикання на землю;

- зарядного струму шин і обладнання всіх напруг (окрім батарей конденсаторів);

- струму навантаження до 15 А триполюсними роз’єднувачами зовнішньої установки при напрузі 10 кВ та нижче.

Роз’єднувачам дозволяється відключати і включати незначний струм повітряних і кабельних ліній.

10.1. Вибір високовольтних вимикачів

Вибір високовольтного вимикача проведемо на прикладі вибору високовольтного вимикача в приєднанні трансформатора ГПП 35 кВ.

В даній точці мережа характеризується такими параметрами: номінальна напруга $U_{мер}$ = 35 кВ, струм максимального режиму $I_м$ = 97,34 А, струм КЗ $I_{0.0}$ = =1,31 кА, струм КЗ на момент відключення вимикачем $I_{0.2}$ = 1,22 кА, ударний струм $i_{уд}$ = 3,15 кА, тепловий імпульс $B_к$ = 7,23 кА^2·с.

Вибираємо вимикач типу ВВЕ – 35 – 20 – 1600 У3.

1) Номінальна напруга вимикача дорівнює напрузі мережі

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ} = U_{ном.мер.} = 35 \text{ кВ}.$$

2) Номінальний струм вимикача більше максимального струму в даній точці мережі

$$I_{ном} = 1600 \text{ А} > I_{м} = 97{,}34 \text{ А}.$$

Виконання перших двох умов означає, що вимикач придатний до роботи в довготривалих робочих режимах.

3) Номінальний струм відключення більше за струм трифазного КЗ в момент 0,2 с

$$I_{н.в} = 20 \text{ кА} > I_{0,2} = 1{,}22 \text{ кА}.$$

4) Найбільший струм відключення вимикача більше за миттєве значення струму КЗ мережі, що відключається

$$\sqrt{2} \cdot I_{н.в} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0}{100}\right) = 27{,}6 \text{ кА} > \sqrt{2} \cdot I_{0.2} + i_a = \sqrt{2} \cdot 1{,}22 + 0{,}1 = 1{,}83 \text{ кА}.$$

Третя та четверта умови показують здатність відключати без пошкоджень струми КЗ.

5) Найбільший струм динамічної стійкості вимикача більше за діюче значення струму КЗ в даній точці мережі

$$I_{дин.} = 45 \text{ кА} > i_{уд} = 3{,}15 \text{ кА}.$$

6) Діюче значення струму динамічної стійкості вимикача більше за діюче значення струму КЗ в даній точці мережі

$$i_{дин} = 26 \text{ кА} > I_{0.0} = 1{,}31 \text{ кА}.$$

П’ята та шоста умови показують електродинамічну стійкість вимикача до струмів КЗ в даній точці.

7) Струм термічної стійкості вимикача, помножений на час термічної стійкості більше за тепловий імпульс в даній точці мережі

$$I_t^2 \cdot \tau = 16{,}5^2 \cdot 4 = 1089 \text{ кА}^2\cdot\text{с} > B_к = 7{,}23 \text{ кА}^2\cdot\text{с}.$$

Сьома умова характеризує термічну стійкість вимикача до струмів КЗ в даній точці мережі.

Для інших приєднань проводимо вибір високовольтних вимикачів в табличній формі за аналогією.

Таблиця 10.1

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВЕ – 35А – 16/1000У1 в приєднанні тран – ра ГПП-35кВ	Умова вибору	Мережа
1	$U_{ном} = 35$ кВ	=	$U_{ном.мер.} = 35$ кВ
2	$I_{ном} = 1600$А	>	$I_м = 97{,}34$ А
3	$I_{н.в} = 20$ кА	>	$I_{0,2} = 1{,}22$ кА
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.в} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot \left(1 + \frac{0}{100}\right) = 27{,}6$ кА	>	$\sqrt{2} \cdot I_{0.2} + i_a = \sqrt{2} \cdot 1{,}22 + 0{,}1 = 1{,}83$ кА
5	$I_{дин} = 45$ кА	>	$i_{уд} = 3{,}15$ кА
6	$i_{дин} = 26$ кА	>	$I_{0.0} = 1{,}31$ кА
7	$I_t^2 \cdot \tau = 16{,}5^2 \cdot 4 = 1089$ кА$^2\cdot$с	>	$B_к = 7{,}23$ кА$^2\cdot$с

Таблиця 10.2

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВЕ–10–31,5/630 У3 в приєднанні тран – ра ГПП - 6 кВ	Умова вибору	Мережа
1	$U_{ном}$ = 10 кВ	>	$U_{ном.мер.}$ = 6,3 кВ
2	$I_{ном}$ = 630 А	>	$I_м$ = 320,8 А
3	$I_{н.в}$ = 31,5 кА	>	$I_{0,2}$ = 15,55 кА
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.в} \cdot \left(1+\frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1+\frac{10}{100}\right) = 49$ кА	>	$\sqrt{2} \cdot I_{0.2} + i_a = \sqrt{2} \cdot 15,55 + 1,913 = 23,9$ кА
5	$I_{дин}$ = 80 кА	>	$i_{уд}$ = 59,45 кА
6	$i_{дин}$ = 31,5 кА	>	$I_{0.0}$ = 18,431 кА
7	$I_t^2 \cdot \tau = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА^2·с	>	$B_к$ = 41,88 кА^2·с

Таблиця 10.3

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВЕ–10–31,5/1000 У3 в приєднанні генератора 6 МВт	Умова вибору	Мережа
1	$U_{ном}$ = 10 кВ	>	$U_{ном.мер.}$ = 6,3 кВ
2	$I_{ном}$ = 1000 А	>	$I_м$ = 680,9 А
3	$I_{н.в}$ = 31,5 кА	>	$I_{0,2}$ = 15,55 кА
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.в} \cdot \left(1+\frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1+\frac{10}{100}\right) = 49$ кА	>	$\sqrt{2} \cdot I_{0.2} + i_a = \sqrt{2} \cdot 15,55 + 1,913 = 23,9$ кА
5	$I_{дин}$ = 80 кА	>	$i_{уд}$ = 59,45 кА
6	$i_{дин}$ = 31,5 кА	>	$I_{0.0}$ = 18,431 кА
7	$I_t^2 \cdot \tau = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА^2·с	>	$B_к$ = 41,88 кА^2·с

Таблиця 10.4

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВЕ–10–31,5/1000 У3 в приєднанні СВ ГРУ – 6 кВ	Умова вибору	Мережа
1	$U_{ном}$ = 10 кВ	>	$U_{ном.мер.}$ = 6,3 кВ
2	$I_{ном}$ = 1000А	>	$I_м$ = 680,9 А
3	$I_{н.в}$ = 31,5 кА	>	$I_{0,2}$ = 15,55 кА
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.в} \cdot \left(1+\frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1+\frac{10}{100}\right) = 49$ кА	>	$\sqrt{2} \cdot I_{0.2} + i_a = \sqrt{2} \cdot 15,55 + 1,913 = 23,9$ кА
5	$I_{дин}$ = 80 кА	>	$i_{уд}$ = 59,45 кА
6	$i_{дин}$ = 31,5 кА	>	$I_{0.0}$ = 18,431 кА
7	$I_t^2 \cdot \tau = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА^2·с	>	$B_к$ = 41,88 кА^2·с

Таблиця 10.5

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВЕ–10–31,5/1000 У3 в приєднанні ТП1	Умова вибору	Мережа
1	$U_{ном}$ = 10 кВ	>	$U_{ном.мер.}$ = 6,3 кВ
2	$I_{ном}$ = 630 А	>	$I_м$ = 205,3 А
3	$I_{н.в}$ = 31,5 кА	>	$I_{0,2}$ = 15,55 кА
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.в} \cdot \left(1+\frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1+\frac{10}{100}\right) = 49$ кА	>	$\sqrt{2} \cdot I_{0.2} + i_a = \sqrt{2} \cdot 15,55 + 1,913 = 23,9$ кА
5	$I_{дин}$ = 80 кА	>	$i_{уд}$ = 59,45 кА
6	$i_{дин}$ = 31,5 кА	>	$I_{0.0}$ = 18,431 кА
7	$I_t^2 \cdot \tau = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА^2·с	>	$B_к$ = 41,88 кА^2·с

Таблиця 10.6

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВЕ–10–31,5/1000 У3 в приєднанні ТП2	Умова вибору	Мережа
1	$U_{ном}$ = 10 кВ	>	$U_{ном.мер.}$ = 6,3 кВ
2	$I_{ном}$ = 630 А	>	$I_{м}$ = 128,3 А
3	$I_{н.в}$ = 31,5 кА	>	$I_{0,2}$ = 15,55 кА
4	$\sqrt{2} \cdot I_{н.в} \cdot \left(1+\frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1+\frac{10}{100}\right) = 49$ кА	>	$\sqrt{2} \cdot I_{0.2} + i_a = \sqrt{2} \cdot 15,55 + 1,913 = 23,9$ кА
5	$I_{дин}$ = 80 кА	>	$i_{уд}$ = 59,45 кА
6	$i_{дин}$ = 31,5 кА	>	$I_{0.0}$ = 18,431 кА
7	$I_t^2 \cdot \tau = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА^2·с	>	$B_к$ = 41,88 кА^2·с

Аналогічні високовольтні вимикачі встановлюємо в приєднаннях інших ТП та високовольтних двигунів.

10.2. Вибір роз'єднувача в приєднанні трансформатора ГПП

Вибір роз'єднувача в приєднанні трансформатора проведемо в табличній формі (табл.10.7.). Роз'єднувач вибирається за умови нормальної роботи в довготривалому робочому режимі і перевіряється на здатність витримувати струми КЗ, тобто роз'єднувач має бути термічно і динамічно стійким до струмів КЗ. За умовами здатності відключати струми КЗ роз'єднувач не перевіряється.

Таблиця 10.7

Номер умови вибору	Параметри розєднувача РНДЗ 1-35У/630 в приєднанні трансформатора ГПП 35 кВ	Умова вибору	Мережа
1	$U_{ном}$ = 35 кВ	=	$U_{ном.мер.}$ = 35 кВ
2	$I_{ном}$ = 630 А	>	$I_{м}$ = 97,34 А
3	$i_{дин}$ = 63 кА	>	$i_{уд}$ = 3,15 кА
4	$I_{дин} = i_{дин}/2,55 = 63/2,55 =$ 24,7 кА	>	$I_{0.0}$ = 1,31 кА
5	$I_t^2 \cdot \tau = 25^2 \cdot 4 = 2500$ кА^2·с	>	$B_к$ = 7,23 кА^2·с

10.3. Вибір трансформаторів струму

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення вимірювальних ланцюгів і ланцюгів захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Для трансформаторів струму необхідно мати:

- перелік приладів контролю та регулювання нормального, а в деяких випадках і аварійного режимів кожного приєднання до збірних шин розподільчого пристрою, а також на самих збірних шинах і допоміжних елементах розподільчого пристрою;
- схеми з'єднань приладів між собою та підключення до джерел живлення їх послідовних обмоток, а також дані по самих приладах;
- значення струмів нормального та максимального режимів кожного приєднання та елементів розподільчих пристроїв;
- значення струмів аварійного режиму в точках схеми системи електропостачання, де вибираються ТС.

Проведемо повний розрахунок по вибору ТС на прикладі вибору ТС для приєднання кабельної лінії, що живить ТП1.

В приєднанні кабельної лінії необхідно встановити такі вимірювальні прилади: амперметр, розрахункові лічильники активної та реактивної енергії.

Схема приєднання приладів до ТС – неповна зірка.

Для подальшого розрахунку необхідно визначити навантаження, яке створюється обмотками вимірювальних приладів табл. 10.8.

Таблиця 10.8

Прилад	Тип приладу	Навантаження, В·А		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Лічильник активної енергії	ACE5000	2,5	-	2,5
Лічильник реактив. енергії	ACE5000	2,5	-	2,5
Всього	-	5,0	0,5	5,0

Виберемо попередньо ТС типу ТЛМ. Вибір проведемо в табличній формі (табл. 10.9).

Таблиця 10.9

Тип ТС	Дані за каталогом	Умова		Розрахункові дані
		перевірки	фактично	
ТЛМ шафи РУ КФ-1М-6	$U_{1ном} = 7,2$ кВ	≥	>	$U_{мер} = 6$ кВ
	$I_{1ном} = 150$ А	≥	>	$I_{макс} = 97,34$ А
	$i_{дин} = 100$ кА	≥	>	$i_{уд} = 24,81$ кА
	$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 7,2^2 \cdot 3 = 155,5$ кА^2·с	≥	>	$B_к = 31,88$ кА^2·с

За всіма номінальними даними вибраний ТС задовольняє необхідним вимогам.

Перевіримо можливість його роботи у заданому класі точності. Для цього скористаємося даними табл. 10.8 навантаження ТС по фазах.

Сумарний опір приладів максимально завантаженої фази

$$z_{\Sigma прил} = \frac{S}{I_{2ном}^2} = \frac{5}{5^2} = 0{,}2 \text{ Ом}.$$

Взявши опір контактних з'єднань рівним $z_к = 0{,}05$ Ом, визначимо максимальний опір проводів та їхній мінімальний переріз:

$$z_{пр} = z_{2ном} - z_{\Sigma прил} - z_к = 0{,}4 - 0{,}2 - 0{,}05 = 0{,}15 \text{ Ом};$$

$$S = \frac{\rho \cdot l_р}{z_{пр}} = \frac{0{,}028 \cdot 60}{0{,}15} = 11{,}2 \text{ мм}^2,$$

де $\rho = 0{,}028 \ \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ - питомий опір алюмінієвого проводу;

$l_р = 60$ – розрахункова довжина проводу.

Вибираємо контрольний кабель типу АКВРГ – 10 з $S_{ст} = 16$ мм^2, що також задовольняє умові механічної міцності.

10.4. Вибір трансформаторів напруги

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100, $100/\sqrt{3}$ і для відокремлення ланцюгів вимірювання релейного захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Для вибору трансформаторів напруги необхідно мати і знати таке:

- перелік приладів контролю та регулювання нормального, а в деяких випадках і аварійного режимів кожного приєднання до збірних шин розподільчого пристрою;
- схеми з'єднань приладів між собою та підключення до джерел живлення їх паралельних обмоток, а також дані по самих приладах.

Трансформатори напруги встановлюються на кожній секції збірних шин розподільчих пристроїв усіх класів напруг, і вони є джерелом напруги для всіх паралельних котушок контрольно–вимірювальних приладів кожного приєднання до даної секції. У зв'язку із цим необхідне число приєднань даної секції розподільчого пристрою, а також дані приладів з паралельними котушками.

Проведемо розрахунок по вибору ТН на прикладі вибору ТН для шин ГРУ–6 кВ.

Прилади, що мають паралельну обмотку та є в приєднанні до ГРУ–6 наведені в табл. 10.10.

Номінальне навантаження ТН типу НТМИ-6-66У3 у класі точності 0,5 складає 200 В·А. Отже навантаження групи 4хНТМИ складає 800 В·А.

Приймаємо 4 ТН НТМИ загальною потужністю 800 В·А, що більше розрахункового 635,5 В·А.

Таблиця 10.10

Найменування приєднання	Прилад	Тип приладів	Потужність однієї катушки, В·А	Число катушок	cosφ	Число приладів	Загальна потужність		
							P, Вт	Q, вар	S, В·А
Збірні шини	Вольтметр	Э-378	2	1	1	1	2	-	-
Приєднання КЛ від ГПП	Лічильник активної енергії	ACE5000	8	2	0,25	1	4	15,5	-
	Лічильни реактивної енергії	ACE5000	8	2	0,25	1	4	15,5	-
КЛ до ТП та високовольтних двигунів	Лічильник активної енергії	ACE5000	8	2	0,25	19	76	294,5	-
	Лічильни реактивної енергії	ACE5000	8	2	0,25	19	76	294,5	-
Приєднання ТВП	Лічильник активної енергії	ACE5000	8	2	0,25	1	4	15,5	-
Всього							166	635,5	656,8

11. Вибір релейного захисту елементів систем електропостачання

Релейний захист є дуже важливою частиною автоматики, що використовується на електростанціях і в електричних мережах енергосистем. Основна задача релейного захисту полягає у виявленні пошкодженої ділянки і найбільш швидкій видачі сигналу на її відключення .

Найбільш частими видами пошкоджень електрообладнання станцій, а також ліній електропередачі є КЗ при яких ушкоджена ділянка вимикається вимикачем. Додатковим призначенням релейного захисту є виявлення анормальних режимів роботи, які не потребують відключення одразу, але таких, що потребують заходів для їх ліквідації (перевантаження, обрив оперативних кіл і інші). В цьому випадку захист діє на сигнал.

До пристроїв релейного захисту, що діють на відключення, пред'являються наступні вимоги:

І . Селективність, або вибірковість дій при якому забезпечується відключення тільки пошкодженої ділянки електроустановки, а непошкоджена її частина залишається в роботі.

2. Швидкодія. Чим швидше працює релейний захист, тим менше триває аварійна ситуація в електроустановці і менше розмір пошкоджень електрообладнання. Сучасний швидкодіючий захист має власний час спрацювання порядка 0,02 - 0,04 с .

3. Чутливість, тобто здатність захисту реагувати тільки на ті пошкодження і анормальні режими, на які він розрахований.

4. Надійність захисту, полягає в його постійній готовності, правильній і безвідмовній дії у всіх випадках, для які він призначений.

Для наступних елементів системи електропостачання вибираємо релейний захист:

Генератор

1. Захист від багатофазних коротких замикань в обмотці статора і на його виводах.

2. Захист від однофазних коротких замикань на землю в обмотці статора .

3. Захист від замикань між витками однієї фази в обмотці статора.

4. Захист від замикань на землю в двох точках кола ротора .

5. Захист від проходження в обмотці статора струму, більшого від номінального, що пов'язаний із зовнішнім КЗ.

6. Захист від проходження в обмотці статора струму, більшого від номінального, який обумовлений симетричною напругою .

Секційний вимикач 10 кВ

1. Максимальний струмовий захист з витримкою часу з дією на відключення.

Трансформатори

В залежності від призначення трансформаторів, їх потужності, напруги, числа обмоток і схеми з'єднання передбачаються різні види захистів.

Від внутрішніх пошкоджень в одиночних трансформаторах потужністю 6300 кВ·А і вище і на паралельно працюючих трансформаторах потужністю 4000 кВ·А і вище в якості основного захисту встановлюється диференційний захист.

Для захисту трансформаторів від надструмів при зовнішніх КЗ встановлюється максимальний струмовий захист з дією на відключення. В схему включають також одне додаткове реле з дією на сигнал для захисту трансформатора від перевантажень.

Крім вказаних захистів на трансформаторах потужністю 1000 кВ·А і вище, а також на трансформаторах власних потреб станцій потужністю 630 кВ·А, що встановлюється в цехах, передбачається газовий захист. Цей захист, як і диференційний, реагує на всі види внутрішніх пошкоджень і діє на відключення.

Лінія зв'язку з системою

1. Максимальний струмовий направлений захист з дією на відключення.
2. Частотний тривалий захист з дією на відключення.
3. Тривалий захист по напрузі з дією на відключення.

Електродвигуни

1. Струмова відсічка з дією на відключення.
2. Захист від однофазних замикань на землю.
3. Захист від перевантажень з дією на сигнал.
4. Захист від мінімального зниження напруги.

Більш детально розглянемо релейний захист генератора 6 МВт ТЕЦ заводу.

Релейний захист генератора ТЕЦ потужністю 6 МВт

Для захисту від багатофазних коротких замикань в обмотці статора встановлений швидкодіючий поздовжній диференційний захист, що діє на відключення. Мережі генераторної напруги з ізольованою нейтраллю, а тому диференційний захист виконується в двох фазах. Оскільки в цьому випадку не забезпечується вимкнення генератора при подвійних замиканнях на землю (одне з них в мережі, а друге - на фазі генератора, що не має диференційного захисту). Тому додатково до двофазного диференційного захисту передбачається релейний захист від замикання на землю. Для захисту генератора від однофазних коротких замикань на землю в обмотці статора застосовується високочутливий максимальний струмовий захист нульової послідовності, який при струмах замикання на зе-

млю 5 А і менше виконується з дією на сигнал, а за більших струмів - на вимикання генератора.

Для захисту від проходження в обмотці статора генератора струму вище номінального, зумовленого зовнішнім коротким замиканням, застосовується максимальний струмовий захист з витримкою часу та з блокуванням на реле максимальної напруги.

Захист від симетричного перевантаження - максимальний струмовий захист, що встановлюється на одній фазі і діє з витримкою часу.

Розрахунок диференційного захисту

Захист виконується за допомогою реле типу РН, в який вмонтований трансформатор, що насичується. Це дає змогу здійснювати відстройку дії захисту від періодичної складової струму намагнічування, тому струм спрацювання може дорівнювати

$$I_{с.з} = к_н \cdot I_{н.г6} = 1,3 \cdot 680,9 = 885 \text{ А},$$

де $к_н$ - коефіцієнт надійності;

$I_{н.г6}$ - номінальний струм генератора.

Струм спрацювання реле

$$I_{с.р} = I_{с.з}/к_{т.т} = 885/(1000/5) = 4,43 \text{ А},$$

де $к_{т.т}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Коефіцієнт чутливості

$$к_ч = \frac{I_{к.з}}{I_{с.з}} = \frac{6400 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{885} = 6{,}26 > 2.$$

Оскільки $к_ч$ =6,26 > 2, то реле обрано вірно.

Отже, приймаємо до встановлення реле РНТ – 565.

Розрахунок захисту від перевантажень

Захист виконується на реле типу РТ-40/10 і реле ЕВ-100.

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з} = \frac{к_н}{к_в} \cdot I_{н.г} = \frac{1{,}05}{0{,}8} \cdot 680{,}9 = 894 \text{ А}.$$

Струм спрацювання

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot к_{сх}}{к_{т.т}} = \frac{894 \cdot 1}{150} = 5{,}96 \text{ А}.$$

Розрахунок захисту від замикань на землю

Струм спрацювання від однофазних замикань на землю в обмотці статора

$$I_{с.з}{}^{1} = 2{,}4 \text{ А}.$$

Для захисту від подвійних замикань на землю

$$I_{с.з}{}^{2} = 100 \text{ А}.$$

Струми спрацювання реле

$$I_{с.р}{}^{1} = 0{,}05 \text{ А},$$

$$I_{с.р}{}^{2} = 2{,}3 \text{ А}.$$

Захист від однофазних замикань на землю здійснюється за допомогою реле типу РТ-40/0,2, а від подвійних замикань на землю РНТ – 565.

Розрахунок максимального струмового захисту та кіл АВР

Струм спрацювання максимального струмового захисту визначається за формулою

$$I_{с.з} = \frac{\kappa_{н}}{\kappa_{пов}} \cdot I_{н.г} = \frac{1{,}1}{0{,}8} \cdot 680{,}9 = 936 \text{ А},$$

де $к_н$ – коефіцієнт надійності; $к_{пов}$ – коефіцієнт повернення струмового реле.

Струм спрацювання реле

$$I_{с.р} = \frac{\kappa_{сх}}{\kappa_{т.т}} \cdot I_{с.з} = \frac{1 \cdot 936}{150} = 6{,}24 \text{ А}.$$

Як струмове, обираємо реле типу РТ-40 /10, котушки якого з’єднуються паралельно. Струм спрацювання захисту повинен забезпечувати коефіцієнт чутли-

вості не менш як 2 при пошкодженнях на виводах працюючого генератора за рахунок струмів короткого замикання, що посилається самим генератором, тобто

$$к_ч = \frac{I_к}{I_{с.з}} = \frac{6400 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{936} = 5{,}92 > 2,$$

отже, струмове реле обране правильно.

Мережа АВР СВ побудована на двох реле мінімальної напруги.
Напруга спрацювання захисту

$$U_{с.з} = \frac{U_{роб.мін}}{к_{пов} \cdot к_н} = \frac{6000 \cdot 0{,}9}{1{,}15 \cdot 1{,}2} = 3913 \text{ В}.$$

Напруга спрацювання реле

$$U_{с.р} = \frac{U_{с.з}}{к_{н.т}} = \frac{3913}{60} = 65 \text{ В}.$$

В якості реле мінімальної напруги вибираємо реле типу РН-54/160.
Ці реле є пусковим органом АВР на вторинній напрузі.

12. Компенсація реактивної потужності

При виборі засобів компенсації реактивної потужності необхідно враховувати, що максимальний економічний ефект досягається при розміщенні їх в місцях споживання реактивної потужності.

Передача реактивної потужності із мережі 6 кВ в мережу до 1000 В виявляється як правило економічно невигідною. Для установок відносно невеликої потужності, що приєднані до мереж 10 кВ економічно вигідна повна компенсація реактивної потужності на стороні до 1000 кВ.

При визначенні потужності компенсуючих пристроїв необхідно враховувати реактивну потужність, яку виробляють генератори заводу, а також пропускну здатність цехових трансформаторів.

Нерегульовані компенсуючи пристрої в мережах до 1000 В необхідно розміщувати в мережах близько до розподільчих пунктів, якщо оточуюче середовище допускає таку установку.

Місце установки регулюючих компенсуючих пристроїв в мережах до 1000 В визначають з виконанням вимог регулювання напруги мережі або регулювання реактивної потужності.

12.1. Компенсація реактивної потужності у ремонтний період

В ремонтний період споживачам електроенергії необхідно 860,7 квар. Отже бажана потужність високовольтних компенсуючих пристроїв $Q_{баж}$ = 860,7 квар. Для компенсації реактивної потужності використаємо конденсаторні установки УКРП-0,4-220-20У3 сумарна потужність яких дорівнює 4х220 = 880 квар.

Отже, приймаємо до встановлення 4 конденсаторні установки потужністю 220 квар кожна.

12.2. Компенсація реактивної потужності у виробничий період

У виробничий період споживачам заводу необхідно $Q_р$=6203,1 квар. Турбогенератори заводу працюючи із пониженим відносно номінального (за допомогою регулювання збудження генератора) коефіцієнтом потужності 0,81 можуть виробити $Q_{г.мах}$ = 7100 квар. Для того щоб реактивна потужність не віддавалася в систему її необхідно скомпенсувати 7050–6203,1=846,9 квар. Компенсацію цієї реактивної потужності проведемо на стороні 0,4 кВ. Для цього необхідно встановити 4 компенсуючі установки УКРП-0,4-220-20У3 потужністю 220 квар кожна.

13. Вибір оперативного струму для елементів управління і автоматики

Засоби дистанційного управління комутаційними апаратами (в основному вимикачами) необхідні для проведення оперативних перемикань в нормальних режимах і при ліквідації аварійних ситуацій. Подача управляючої команди здійснюється вручну оператором або від автоматичних пристроїв, які застосовуються для виконання перемикань в аварійних ситуаціях (ліквідація КЗ, порушень стійкості паралельної роботи генераторів, і таке інше).

Дії системи управління супроводжуються роботою пристроїв сигналізації, які дають оперативному персоналу необхідну інформацію про стан обладнання і спрацюванні захисту і автоматики. Для попередження неправильних дій передбачаються спеціальні блокування.

Пристрої управління, сигналізації і блокувань із відповідними джерелами живлення утворюють на електростанціях і підстанціях систему вторинних ланцюгів. До цієї системи відносять також схеми автоматики, релейного захисту і технологічного контролю.

До систем дистанційного управління вимикачем пред'являється ряд вимог:

- ланцюги управління повинні допускати відключення вимикача як із сторони щита управління, так і за місцем його установки;
- на щиті управління і в розподільчому пристрої повинна бути передбачена сигналізація положення вимикача;
- ланцюги управління (включення і відключення) повинні мати контрольні пристрої, що сигналізують про обрив цих ланцюгів;
- управляючий імпульс повинен зніматися з виконуючого елемента після виконання команди, так як обмотки електромагнітів приводів не призначені для тривалого обтікання струмом;
- схема управління повинна передбачати блокування від "стрибання", що виключає можливість при КЗ багатократних включень вимикача при одному командному імпульсі;

- схема повинна передбачати можливість не тільки ручного управління, а і подачі відповідного імпульсу від пристрою релейного захисту і автоматики;
- число жил контрольного кабелю, що з'єднує пристрої щита управління і вимикач, повинно бути мінімальним.

На електростанціях і крупних підстанціях необхідне встановлення постійного струму з акумуляторними батареями для живлення ланцюгів управління, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення, а також для електропостачання найбільш відповідальних механізмів власних потреб, які забезпечують зберігання обладнання в працездатному стані (маслонасоси змащення, ущільнення валу, систем регулювання турбогенераторів).

Всі споживачі енергії, що живляться від акумуляторної батареї можна поділити на наступні групи:
- постійно ввімкнене навантаження. Сюди відносяться апарати пристроїв управління, блокування, сигналізації і релейного захисту, постійно обтікаємі струмом, а також постійно ввімкнена частина аварійного освітлення;
- тимчасове навантаження, що з'являється при зникненні змінного струму під час аварійного режиму. Це струми навантаження аварійного освітлення і електродвигунів постійного струму. Тривалість такого навантаження визначається тривалістю аварії (для електростанцій, що мають зв'язок із енергосистемою, цей час приймається рівним 0,5 год).
- короткотимчасове навантаження - тривалістю не більше 5 с. Таке навантаження, створюється струмами включення і відключення приводів вимикачів і автоматів, а також пусковими струмами електродвигунів і струмами навантаження апаратів управління, блокування, сигналізації і релейного захисту, тимчасово обтікаємих струмом.

Найбільше застосування на електростанціях і підстанціях отримали батареї із свинцево-кислотних акумуляторів із поверхнями позитивними і коробчастими негативними пластинами типу СК. Такі батареї мають великий термін служби і стійкі в роботі.

14. Розрахунок силової мережі 0,4 кВ відділення жомовіджимних пресів

Споживачі відділення жомовіджимних пресів це в основному електродвигуни напругою 0,4 кВ.

В розрахунок силової мережі даного приміщення входять наступні розрахунки:

- визначення номінальних і пікових струмів електричних споживачів;
- вибір апаратів захисту;
- вибір перерізу і марки провідників;
- вибір типу і марки пускачів.

Проведемо розрахунок силової мережі на прикладі розрахунку двигуна, номінальна потужність якого складає 5 кВт, коефіцієнт потужності 0,85.

Номінальний струм електродвигуна

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}};$$

$$I_{ном} = \frac{5,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,88 \cdot 0,85} = 11,6 \text{ А};$$

Піковий струм електродвигуна

$$I_п = к_п \cdot I_{ном} = 6,5 \cdot 11,6 = 75,4 \text{ А},$$

де $к_п$ – кратність пускового струму, для АД дорівнює 5-7.

Вибираємо автоматичний вимикач типу АЕ – 20 [2] за нижченаведеними умовами:

$$U_{ном.ав} = 0,38 \text{ кВ} = U_{ном.м.} = 0,38 \text{ кВ};$$

$$I_{ном.розч} = 12,5 \text{ А} > I_{ном.дв} = 11,6 \text{ А};$$

$$I_{ном.ав} = 25 \text{ А} > I_{ном.розч} = 12,5 \text{ А};$$

$$I_{спрац} = 1500 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{п} = 1,25 \cdot 75,4 = 94,25 \text{ А}.$$

Переріз провідників у цехових мережах визначають виходячи з двох умов:

1. За умовою нагріву розрахунковим струмом

$$I_{пр} \geq \frac{I_{р}}{\kappa_{прок}} = \frac{11,6}{1} = 11,6 \text{ А}.$$

2. За умовою відповідності апаратові максимального струмового захисту

$$I_{пр} \geq \frac{\kappa_{з} \cdot I_{з}}{\kappa_{прок}} = \frac{1 \cdot 12,5}{1} = 12,5 \text{ А},$$

де $к_{прок}$ = коефіцієнт прокладки; $к_{з}$ – кратність струму для провідника відносно струму апарата захисту; $I_{з} = I_{ном.розч}$ – струм апарата захисту.

Переріз провідника вибирається виходячи з більшого значення $I_{пр}$.

Отже приймаємо провід типу АВВГ – 3х4 з $I_{доп} = 28$ А.

Приймаємо магнітний пускач типу ПМЛ-210004 [2] з параметрами:

$$I_{ном.п} = 25 \text{ А} > I_{ном.дв} = 11,6 \text{ А};$$

$$P_{ном.макс} = 14 \text{ кВт} > P_{ном.дв} = 5{,}5 \text{ кВт}.$$

Тепловий захист здійснюємо за допомогою теплового реле TeSys - LR2-K [3]

$$I_{н.р} = 16 \text{ А} > I_{ном.дв} = 11{,}6 \text{ А}.$$

Для інших споживачів відділення жомовіджимних пресів порядок розрахунків аналогічний. Результати розрахунків наведенні в табл. 19.

Таблиця 14.1

Дані по споживачам							Автоматичний вимикач				Провід АВВГ				Пускач магнітний			Тепловий захист	
Назва	$P_{ном}$	Кіль-кість	$\frac{\cos\varphi}{\tan\varphi}$	$\eta_{ном}$	$I_{ном}$	$I_п$	тип	$I_{н.роз}$	$I_{н.ав}$	$I_{спрац}$	Пе-реріз	$\frac{к_з \cdot I_з}{к_{прок}}$	$\frac{I_{ном.дв}}{к_{прок}}$	$I_{доп}$	тип	$I_{ном}$	$P_{ном}$	тип	$I_{ном}$
-	кВт	шт..	-	-	А	А	-	А	А	А	$мм^2$	А	А	А	-	А	кВт	-	А
Конвеєр	5,5	1	$\frac{0,85}{0,62}$	0,848	11,6	75,4	АЕ20	12,5	25	1500	3х4	12,5	11,6	28	ПМЛ	25	6	TeSys	16
Конвеєр	5,5	1		0,848	11,6	75,4	АЕ20	12,5	25	1500	3х4	12,5	11,6	28	ПМЛ	25	6	TeSys	16
Конвеєр	5,5	1		0,848	11,6	75,4	АЕ20	12,5	25	1500	3х4	12,5	11,6	28	ПМЛ	25	6	TeSys	16
Насос	55	1		0,97	101,4	658,8	А3710Б	125	160	1600	3х50	125	101,4	130	ПМЛ	125	61	TeSys	110
Насос	55	1		0,97	101,4	658,8	А3710Б	125	160	1600	3х50	125	101,4	130	ПМЛ	125	61	TeSys	110
Вентси-стема	8	1		0,81	17,7	114,8	АЕ20	20	25	1500	3х4	20	17,7	28	ПМЛ	25	10	TeSys	20

15. Розрахунок електроосвітлення відділення жомовіджимних пресів

Вихідні данні з будівельних креслень:

1. Тип приміщення – виробничого характеру загального призначення.
2. Розміри приміщення – $S = a \cdot b = 24 \cdot 14 = 336$ м^2;
   $H = 4$ м.
3. Напруга живлення джерела світла $U = 220$ В.

Початкові дані проектного характеру:

1. Згідно табл. 8.4 [9] для зорових робіт 5, під розряду „а”, при загальному освітленні приймаємо нормоване значення освітленості $E_н = 200$ лк.
2. Враховуючи наявність відносно прецизійних робіт механічного характеру, наявність вентиляції, вибираємо коефіцієнти відбитості стелі $\rho_{стелі} = 0,7$, стін $\rho_{стін} = 0,5$ та розрахункової поверхні $\rho_{роз.пов.} = 0,3$.
3. Система освітлення в відділенні жомовіджимних пресів вибирається загального рівномірного робочого освітлення, система комбінована.
4. Вибираємо варіант з лампами розжарювання ДЛР. Для системи аварійного освітлення вибираємо ЛР.

В приміщенні встановлені світильники типу НСП – 11 з КСС типу Д1.

5. Вибираємо відповідні коефіцієнти запасу ОУ $к_{оу} = 1,5$ та нерівномірності освітлення $z = 1,2$ [4].
6. Розрахункова висота $H_р = H – 0,8 = 3,2$ м.

Розраховуємо індекс приміщення

$$i = \frac{a \cdot b}{H_р \cdot (a + b)} = \frac{24 \cdot 14}{3{,}2 \cdot (24 + 14)} = 2{,}76.$$

За табл. 9.14 [4] коефіцієнт використання приміщення $\eta_{пр} = 0{,}81$.

Коефіцієнт використання ОУ:

$$\eta_{оу} = \eta_{пр} \cdot \eta_{св} = 0{,}81 \cdot 0{,}67 = 0{,}54.$$

Світильники розміщенні так, як показано на плані відділення жомоотжимних пресів.

Світловий потік від однієї лампи розжарювання потужністю 500 Вт складає 8300 лм.

Світловий потік від однієї лампи ЛР необхідний для забезпечення освітленості 200 лк

$$\Phi_{баж.л} = \frac{E_н \cdot k_з \cdot (a \cdot b) \cdot z}{\eta_{оу} \cdot n_л} = \frac{200 \cdot 1{,}5 \cdot (24 \cdot 14) \cdot 1{,}2}{0{,}54 \cdot 23} = 9739 \text{ лм}.$$

Фактична освітленість буде дорівнювати

$$E_ф = E_н \cdot \frac{\Phi_{ном.л}}{\Phi_{баж.л}} = 200 \cdot \frac{8300}{9739} = 170{,}4 \text{ лк}.$$

Відхилення від нормованого значення освітленості складатиме

$$\Delta E = \frac{E_н - E_ф}{E_н} \cdot 100 = \frac{200 - 170{,}4}{200} \cdot 100 = 14{,}7\,\% < 20\%.$$

Враховуючи розташування світильників приймаємо до установки 23 ДЛР із світильниками типу НСП11. Потужність однієї лампи 500 Вт.

16. Особливості настроювання цифрових пристроїв захисту в електротехнічних системах

Більшість пристроїв РЗА побудовані на електромеханічній апаратурі. Це електромагнітні, магнітоелектричні й індукційні реле. Релейний захист на напівпровідникових елементах (реле на дискретних елементах) розроблялися спочатку на випрямних діодах, потім транзисторах, динисторах, тиристорах. Їх змінили захисти, виконані на мікросхемах: вимірювальні органи виконані на операційних підсилювачах, а логіка (аналог контактів електромеханічних реле) будувалася на логічних мікросхемах. У останніх зразках мікроелектронних пристроїв з'явилися додатково аналого-цифрові перетворювачі і цифрові лічильники. Процес розвитку продовжувався понад 30 років і зараз більша частина пристроїв захисту, що випускаються на Україні - мікроелектронні.

Логічним завершенням процесу розвитку стало переведення пристроїв РЗА на мікропроцесорну базу. В даний час виробляється вже четверте покоління захистів на мікропроцесорах.

Розвиток досліджень по застосуванню ЕОМ для систем управління, релейного захисту й автоматики проходило чотирма етапами у відповідності з наступними концепціями:

- I етап. Централізована концепція побудови системи РЗА.

- II етап. "Острівна" концепція побудови системи РЗА.

- III етап. Розподілена концепція побудови системи РЗА на базі однофункціональних мікропроцесорних пристроїв.

- IV етап. Розподілена концепція побудови багаторівневої системи РЗА на базі багатофункціональних мікропроцесорних пристроїв.

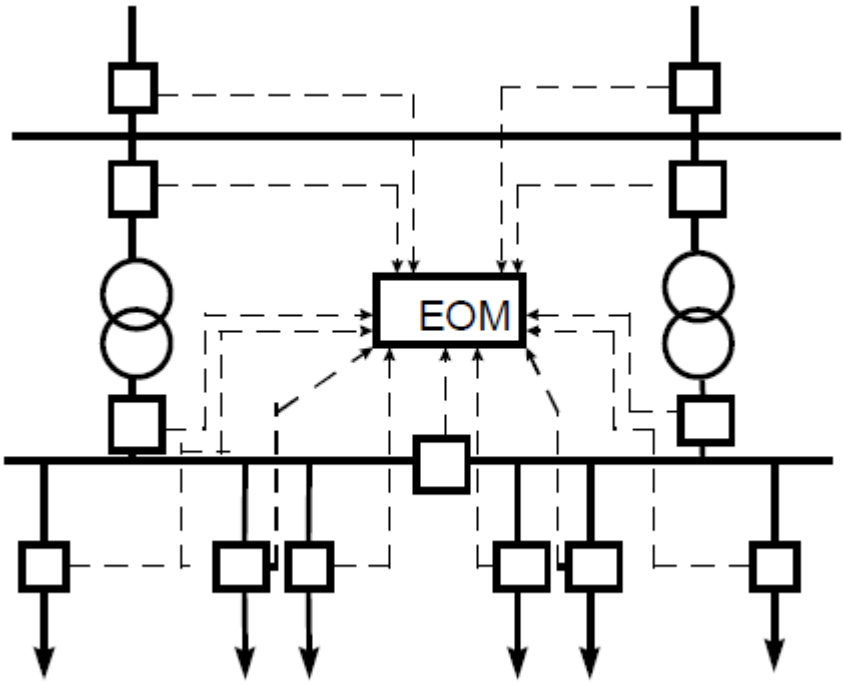

Рис. 16.1 Приклад організації релейного захисту підстанції з використанням однієї великої ЕОМ

Недоліки концепції централізованого релейного захисту:

1. Недостатня надійність унаслідок централізації функціональних задач в одній ЕОМ. У випадку виходу її з ладу вся підстанція виявляється незахищеною.

2. Одна ЕОМ навіть при дуже великій швидкодії, але послідовному опрацюванню інформації не може змагатись у швидкості з багатьма паралельно працюючими в аварійних умовах автономними пристроями релейного захисту.

3. Більша складність технічного і математичного забезпечення.

4. Висока вартість системи релейного захисту.

Таким чином, концепція однієї великої ЕОМ не увінчалася успіхом, широке поширення ці системи не отримали.

Другий етап (1975-1980 р.). Практично доведена обмеженість концепції єдиної централізованої ЕОМ, що виконує усі або більшість функцій РЗА. У роботах А.М. Федосєєва і Г. Дієнні відзначалося, що спроби створення релейного захисту на базі однієї великої ЕОМ (рис. 1.1) не увінчалися успіхом унаслідок централізації функціональних задач в одній машині і неможливості забезпечення необхідної надійності і швидкодії [2, 19, 20].

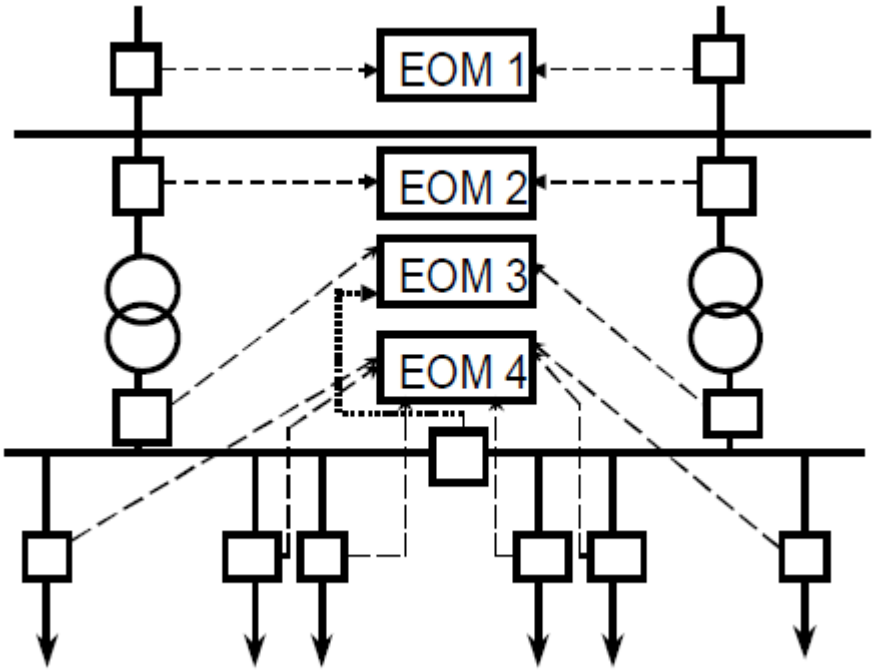

Рис. 16.2 Приклад організації релейного захисту підстанції з використанням груп міні-ЕОМ

Недоліки "острівної" концепції побудови системи релейного захисту підстанції з використанням груп міні-ЕОМ:

1. Надійність вища, ніж у попередньої концепції, але усе ж недостатня. У випадку виходу з ладу якоїсь ЕОМ незахищеною стає ціла група устаткування.

2. Міні-ЕОМ, що обслуговує групу устаткування, не може справитися з великим обсягом послідовно оброблюваної інформації. Як слідство - невисока швидкодія захисту.

3. Вартість такої системи РЗА навіть вища, ніж попередньої.

З цих причин даний підхід також не знайшов реального застосування [2].

Третій етап (1980-1985 р.) збігається з появою МП техніки і характеризується широким теоретичним і експериментальним вивченням питань реалізації МП пристроїв РЗА й управління для всіх елементів ЕЕМ: ЛЕП, генераторів, трансформаторів, збірних шин [19, 25]. Висувається концепція організації обчислювальної мережі з ряду однофункціональних мікро-ЕОМ (цифрові реле) для реалізації РЗА електроенергетичного об'єкта (рис. 1.3). З метою заміни окремих електромеханічних і мікроелектронних пристроїв РЗА розроблялися ЦР, що виконують функції цих пристроїв - максимальний захист за струмом, дистанційний, диференційний і т.д. Припускалася можливість комплектування всієї системи захисту підстанції однофункціональними ЦР. Теоретичними і практичним дослідженнями доведено, що при виконанні релейного захисту на мікропроцесорах можливо досягти такого ж рівня надійності, як і у виконаних на традиційній елементній базі [26 - 28].

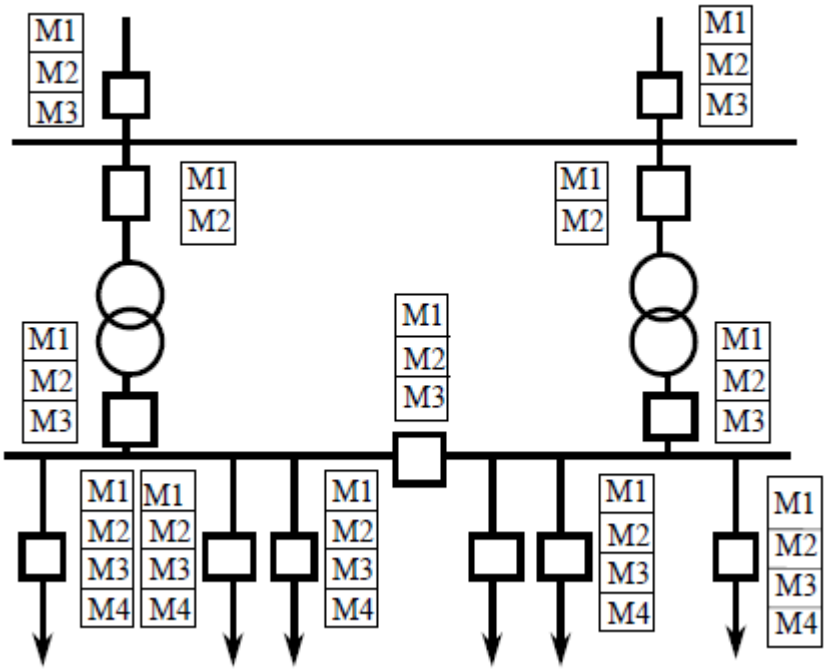

Рис. 16.3 Приклад організації системи РЗА підстанції
з використанням однофункціональних ЦР

Переваги розподіленої концепції побудови системи РЗА на базі однофункціональних МП РЗА [29 - 31]:

1. Висока надійність. При виході з ладу одного ЦР у роботі залишається основний або резервний захист приєднання і захисти вищестоящих приєднань.

2. Відносна простота технічного і математичного забезпечення в порівнянні з концепціями попередніх етапів.

Недоліки концепцій третього етапу:

1. Висока сумарна вартість комплекту захистів одного приєднання.

2. Високі масогабаритні показники комплекту захистів приєднання.

Четвертий етап (з 1981 р.). Розподілена концепція побудови багаторівневої системи релейного захисту й автоматики на базі багатофункціональних мікропроцесорних пристроїв на нижньому рівні, на верхньому - ЕОМ, що збирає інформа-

цію з нижнього рівня і підтримує зв'язок з диспетчерським пунктом (рис. 1.4). МП пристрій призначений для виконання усіх функцій релейного захисту й автоматики одного приєднання. Пристрої нижнього рівня є цілком автономними і можуть працювати без зв'язку з верхнім рівнем, на який покладаються задачі дистанційного управління, збору і координації.

Раніше, через високу вартість елементної бази, цифрові захисти в мережах 6-35 кВ не застосовувалися. В даний час вартість мікропроцесорів і периферії має стійку тенденцію до зниження, а їх функціональні можливості зростають.

Переваги розподіленої концепції побудови системи РЗА на базі багатофункціональних МП РЗА:

1. Висока надійність, але нижча, ніж у концепції третього етапу. При виході з ладу одного мікропроцесорного пристрою в роботі залишаються захисти вищестоящих приєднань.

2. Вартість комплекту захисту одного приєднання значно нижча, ніж у попередній концепції.

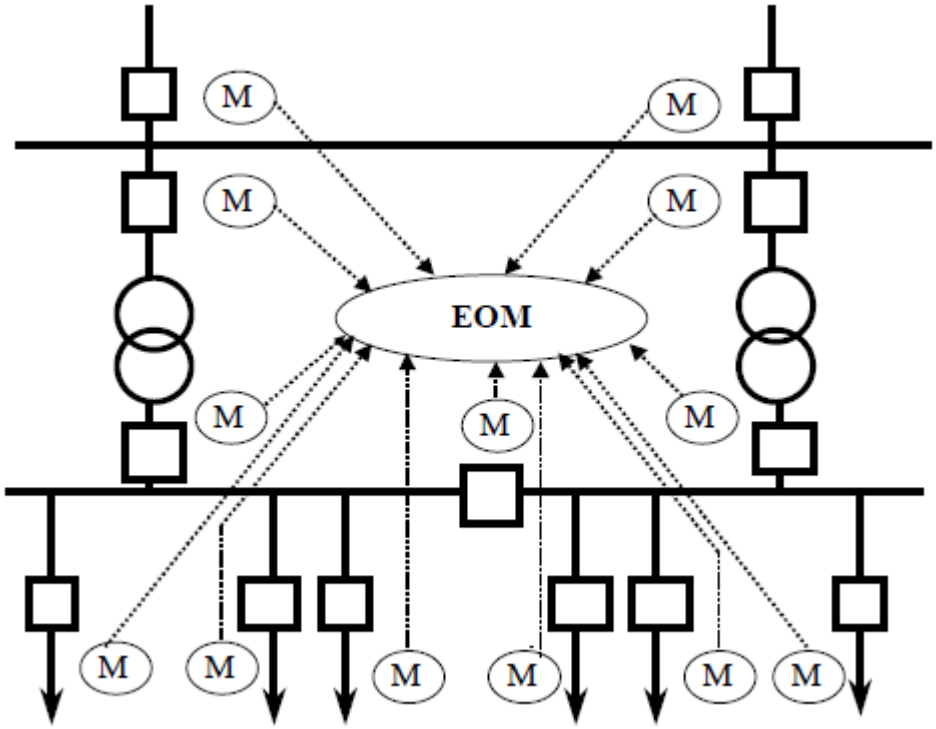

Рис. 16.4 Приклад організації системи РЗА підстанції на комплектних багатофункціональних ЦР

Недоліки концепцій четвертого етапу:

1. Більша складність математичного забезпечення. Алгоритм окремого захисту реалізувати значно легше, ніж весь комплекс захистів і автоматики.

2. Необхідність у використанні більш потужного мікропроцесора або декількох мікропроцесорів.

В даний час більше поширення одержала остання концепція. На цьому принципі будується більшість пристроїв закордонних і вітчизняних виробників.

16.2.1. Функціональні особливості мікропроцесорних пристроїв РЗА

Функціональні особливості МП РЗА варто розглядати в порівнянні з пристроями релейного захисту попередніх поколінь – електромеханічних і мікроелектронних. Можна виділити наступні основні особливості:

- **Багатофункціональність**. Можливість об'єднати в одному пристрої декілька функцій захистів і автоматики. Одне цифрове реле функціонально замінєю кілька традиційних однофункціональних. Наприклад, для лінії 10 кВ, відсічку за струмом, максимальний захист за струмом, захист від несиметричних режимів, захист від замикань на землю й АПВ.

Інформативність. Завдяки вбудованому дисплею і кнопкам на лицьовій панелі оператор має можливість зчитувати і візуально спостерігати значення вставок, параметрів що вимірюються (струми і напруги) і що обчислюються (частота, потужності, енергія), аварійних параметрів (пуски, спрацьовування захистів, вид короткого замикання, відстань до місця пошкодження і т.д.).

- **Зв'язок із вищим ієрархічним рівнем**. По локальній мережі оператор має можливість із підстанційного комп'ютера або з диспетчерського пункту дистанційно зчитувати і змінювати значення вставок пристрою, виміряні параметри нормального й аварійного режимів, послідовності спрацьовування захистів і комплектів автоматики під час протікання аварії, а також до і після неї й ін.

Самодіагностика. МП РЗА самі по собі мають ряд експлуатаційних переваг у порівнянні з традиційними. Являючись системами, які самодіагностуються, вони постійно контролюють свою готовність до роботи. Виключаються достатньо поширені випадки, коли діюча система захисту непрацездатна, а персонал не має про це ніякої інформації. МП РЗА постійно інформують про свою готовність, а визначивши несправність, уживають заходів до її усунення програмним або апаратним способом і дають вказівки персоналу для прийняття необхідних заходів. Реальна глибина самодіагностики дозволяє охопити 80-90 % вузлів пристрою. У цифрових реле при самотестуванні часто використовуються наступні прийоми.

Блочне виконання. Важливою перевагою МП РЗА є висока ремонтоздатність, в основі якої лежить блочне виконання апаратури. Блок, що вийшов із ладу, заміняється без порушення фізичної цілісності комутаційних

ланцюгів за допомогою штепсельних рознімань. Цим значно зменшується час ремонту такої системи, можливість внесення несправностей персоналом при проведенні профілактики й тестувань, що особливо важливо зараз, коли загальна кількість експлуатованих вторинних систем навіть у середній енергосистемі складає сотні тисяч і постійно росте, а чисельність експлуатаційного персоналу зменшується.

Загальні недоліки та переваги пристроїв РЗА на традиційній базі

Переважна більшість пристроїв РЗА виконано на електромеханічному та мікроелектронному принципі. Такі пристрої мають у порівнянні з мікропроцесорними ряд переваг [32]:

• меншу вартість;

• за баготорічну практику накопичено значний досвід їх використання та обслуговування;

• існує досить великий об’єм запасних частин для ремонту та є можливість проведення ремонту власними силами персоналу (наявність принципових схем пристрою);

• існують спеціальні інструменти для ремонту і регулювання характеристик таких пристроїв.

Але пристроям на традиційній елементній базі притамані і досить суттєві недоліки, які перешкоджають або ускладнюють комплексну автоматизацію електричних мереж:

• великі трудозатрати на ослуговування;

• значні витримки часу вимкнення міжфазних КЗ, особливо поблизу джерел живлення із-за великих ступенів селективності, відсутності в

більшості електроустановок прискорення РЗ після АПВ та відсутності логічного захисту шин;

• неможливість виконання багатократного АПВ, в першу чергу, із-за неможливості реалізації прискорення РЗ після кожного циклу АПВ;

• відсутність ефективного захисту від замикань на землю розподільних мереж;

• відсутність можливості автоматичної зміни уставок пристрою РЗ або при раптовій зміні режиму живлення мережі, або при плановому виведенні частини обладнання в ремонт.

Недоліки та переваги пристроїв РЗА на мікропроцесорній базі

Нижче наведений аналіз переваг і недоліків використання МП РЗА, побудованих відповідно до системи, приклад якої наведено на рис. 1.4, у порівнянні з пристроями релейного захисту попередніх поколінь - електромеханічних і мікроелектронних [2, 30, 33 - 44]. У табл. 1.1. наведені результати порівняльного аналізу пристроїв РЗА різних поколінь.

У першу чергу слід зазначити, що ЦР є програмованим пристроєм, кількість і складність задач, що виконуються, визначаються алгоритмами функціонування. Цим МП РЗА принципово відрізняються від реле на традиційній елементній базі. Використання сучасних, відносно недорогих, але потужних мікропроцесорних засобів дозволяє підвищити швидкодію і закласти в реле функції, повністю недоступні електромеханічним і частково мікроелектронним пристроям. Для зміни принципів роботи пристрою є великі можливості в програмі реле, у крайньому випадку, потрібно змінити програму, не міняючи апаратну частину пристрою. Наявні модифікації, зазвичай, зв'язані з набором функцій, що може виконувати даний пристрій.

Використання цифролітерних індикаторів дозволило на більш якісному рівні виконати функцію відображення електричних величин - струму, напруги, частоти, потужності, енергії, а також параметрів аварійного режиму роботи ЕЕМ і вставок захистів.

Також слід зазначити, що МП РЗА мають мале споживання, характеристики не змінюються в процесі старіння і не вимагають періодичної перевірки і не потребують механічного регулювання.

Таким чином, МП захисти перевершують електромеханічні і мікроелектронні по точності, функціональним можливостям, мають менші споживання, вагу, працезатрати на монтаж, наладку і технічне обслуговування. Наявність зв'язку з вищим ієрархічним рівнем дозволяє включити такі пристрої в систему АСУ ТП ЕО. Недоліків у МП РЗА в даний час декілька - висока вартість і значні організаційні і матеріальні витрати при ремонті. В міру удосконалювання цифрової техніки вартість комплектуючих знижується і, відповідно, знижується вартість самих МП РЗА. Друга проблема складніше. Фірма-виробник не надає користувачу ні схем апаратної частини ЦФ, ні коду його програмного забезпечення. Тому усунути виниклу несправність самостійно, наприклад силами персоналу підстанції, як це практикувалося при експлуатації електромеханічних або мікроелектронних пристроїв, неможливо. Повернути в працездатний стан несправний МП РЗА можливо тільки на заводі-виробнику, що частіше усього знаходиться за кордоном. Очевидно, що такий ремонт супроводжується значними і матеріальними, і організаційними витратами, які у випадку вітчизняного виробника істотно нижчі.

Табл. 16.1. Переваги і недоліки, властиві різним поколінням пристроїв РЗА

показник	Електромеханічні	Мікроелектронні	Мікропроцесорні
1	2	3	4
Точність вставок	Низька, потрібні додаткові вимірювальні прилади	Низька (крім продуктів останнього десятиліття), потрібні додаткові вимірювальні прилади	Висока, додаткові вимірювальні прилади не вимагаються
Характеристики спрацьовування	Великий розкид характеристик, низький коефіцієнт повернення	Більш точні характеристики і більш високий коефіцієнт повернення, що дозволяє зменшити вставки по струму, напрузі, часу	Практично не мають розкиду характеристик, високий коефіцієнт повернення, що дозволяє зменшити значення вставок захистів
Споживання	Велике	Середнє	Низьке
Діапазон уставок	Малий, є модифікації з різними діапазонами виміру	Більший, тому потрібно менше число модифікацій	Великий, не потрібні модифікації з різними діапазонами виміру
Стійкість до завад	Пристрої завадостійкі	Пристрої недостатньо завадостійкі, вимагаються заходи для підвищення завадостійкості	Пристрої завадостійкі в межах норм МЕК
Трудозатрати на обслуговування	Високі, відсутність убудованих функцій. контролю	Середні, за рахунок убудованого тестового і функціонального контролю, але він недостатній	Низькі, за рахунок повного автоматичного самоконтролю
Швидкодія	Низька	Середня, висока	Висока

Продовження табл. 16.1

1	2	3	4
Реєстратор	Відсутній	Відсутній	Є у більшості пристроїв
Контроль силового устаткування	Відсутній	Відсутній, крім продуктів останнього десятиліття.	Є у більшості пристроїв
Обмін інформацією	Відсутній	Відсутній	Є у більшості пристроїв
Індикація	Тільки спрацьовування	Індикується тільки спрацьовування захистів. У продуктах останніх десятиліть індикується робота РЗА, положення вимикача, інформація про КЗ на цифровому індикаторі.	икористовується РКІ, де індикуються вставки, параметри аварійного і нормального режимів, результати самодіагностики й ін.

Узагальнюючі висновки до розділу

Використання енергонезалежної пам'яті дозволяє виконувати програмним шляхом значно більш точне введення і зміну значень вставок захистів і автоматики без використання спеціальних вимірювальних приладів. На відміну від електромеханічних і мікроелектронних пристроїв ЦР мають широкий діапазон вставок і тому не потребують модифікацій із різноманітними діапазонами виміру вхідних аналогових сигналів.

Крім того, характеристики спрацьовування практично не мають розкиду, пристрої мають високий коефіцієнт повернення, що зменшує значення ступіней

вставок по струму, напрузі, часу. Застосування енергонезалежної пам'яті дозволило виконати програмний модуль реєстратора вхідних струмів і напруг, послідовності спрацьовування захистів і автоматики, що був відсутнім у пристроях попередніх поколінь.

Використання МП РЗА привело до організації на нових принципах експлуатації силового устаткування. Постійний контроль справності ланцюгів вмикання і відключення комутаційного устаткування, граничного числа оперативних дій, моніторинг струмів відключення дозволяє створити системи діагностики устаткування. Ця функція дозволяє більш обґрунтовано приймати рішення про проведення робіт із ремонту або техобслуговування і виконувати ці роботи тільки тоді, коли цього потребує ситуація.

Електромеханічні реле і більшість мікроелектронних не мають убудованих засобів самодіагностики. Для ЦР ця функція є обов'язковою. У автоматичному режимі діагностується як математичне, так і апаратне забезпечення. Виключено випадки, коли пристрій захисту вийшов із ладу, а оперативному персоналу про це нічого не відомо. Про працездатність пристрою постійно сигналізує реле сторожового таймера, його замикання приводить до спрацьовування вказівних реле. Дана функція приводить до підвищення рівня експлуатації енергосистеми.

Найважливішою перевагою ЦР є можливість виконання обміну інформацією з вищим ієрархічним рівнем, що дозволяє об'єднати окремі пристрої в МП систему РЗА. У цьому випадку ЦР стає елементом системи АСУ ТП підстанції. Передані на верхній рівень значення вставок, результати вимірів у нормальному й аварійному режимах роботи ЕЕМ, дані реєстратора, положення комутаційного устаткування, результати самодіагностики дозволяють диспетчеру швидко і якісно виконати аналіз ситуації й у разі потреби прийняти необхідні заходи.

Використання цифролітерних індикаторів дозволило на більш якісному рівні виконати функцію відображення електричних величин - струму, напруги, частоти, потужності, енергії, а також параметрів аварійного режиму роботи ЕЕМ і вставок захистів.

Також слід зазначити, що МП РЗА мають мале споживання, характеристики не змінюються в процесі старіння і не вимагають періодичної перевірки і не потребують механічного регулювання.

Недоліків у МП РЗА в даний час декілька - висока вартість і значні організаційні і матеріальні витрати при ремонті. В міру удосконалювання цифрової техніки вартість комплектуючих знижується і, відповідно, знижується вартість самих МП РЗА. Друга проблема складніше. Фірма-виробник не надає користувачу ні схем апаратної частини ЦФ, ні коду його програмного забезпечення. Тому усунути виниклу несправність самостійно, наприклад силами персоналу підстанції, як це практикувалося при експлуатації електромеханічних або мікроелектронних пристроїв, неможливо. Повернути в працездатний стан несправний МП РЗА можливо тільки на заводі-виробнику, що частіше усього знаходиться за кордоном. Очевидно, що такий ремонт супроводжується значними і матеріальними, і організаційними витратами, які у випадку вітчизняного виробника істотно нижчі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656 с.
2. Справочникпо проектированиюэлектроснабжения / Подредакцией Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 576 с.
3. Соловей О.І., Денисенко М.А. Дипломне проектування для спеціальності 7.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання». – Київ, 2007. – 140с.
4. А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок. Изд-во ТПУ, 2006-248 с.
5. Кнорринг Г.М. Справочник по проектированию электрического освещения. - Л.: Энергия, 1991.
6. Промэлектроавтоматика. Конденсаторные установки. Каталог 2012. http://www.pea.ru/docs/equipment/reactive-power-compensation/low-voltage-krm/
7. Правила улаштування електроустановок /Міненерговугілля України. -Київ-2014.
8. Кабели силовые с бумажной пропитанной и пластмассовой изоляцией. Закрытое акционерное общество «Завод «Южкабель». Каталог 2013, г.Харьков, Украина.
9. Сірий О.М., Шестеренко В.Є. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. посібник – К.:ІСДОУ, 1993 – 592 с.
10. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб.. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с. – Бібліогр,: с. 92 – 102.