

ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»

СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ

методичні рекомендації
до виконання індивідуальних завдань

Запоріжжя 2025



УДК 621.316.1:658.26 (072)
С34

Рекомендовано Науково-методичною
радою ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»
(протокол №1 від «24» жовтня 2025 р.)

Укладачі:

Рухлова Н.Ю., канд. техн. наук, доцент;
Рухлов А.В., канд. техн. наук, доцент

С34 **Системи** електропостачання підприємств : методичні
рекомендації до виконання індивідуальних завдань / уклад.:
Н. Ю. Рухлова, А. В. Рухлов. Запоріжжя : ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2025. 55 с.

Методичні рекомендації включають тематику індивідуальних завдань відповідно до робочої програми навчальної дисципліни. Складаються з теоретичної та практичної частини, містять критерії оцінювання та детальний хід виконання індивідуального завдання, а також контрольні питання для самоперевірки знань здобувачів.

Рекомендовано для студентів спеціальностей 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / G3 Електрична інженерія першого (бакалаврського) рівня вищої освіти.

УДК 621.316.1:658.26 (072)



ЗМІСТ

ВСТУП		4
Індивідуальне завдання №1	Вибір комплектних трансформаторних підстанцій з урахуванням компенсації реактивної потужності в мережах до 1000 В	6
Індивідуальне завдання №2	Вибір елементів розподілу електроенергії та апаратів захисту в мережах до 1000 В	25
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ		42
ДОДАТОК А	Вихідні дані для самостійного опрацювання	44
ДОДАТОК Б	Вихідні дані для самостійного опрацювання	45
	Технічні характеристики силових масляних трансформаторів	46
	Технічні дані трифазних трансформаторів масляних та сухих з негорючим діелектриком	48
ДОДАТОК В	Вихідні дані для самостійного опрацювання	49
	Характеристики конденсаторних установок на напругу 380 В	50
	Характеристики автоматичних конденсаторних установок на напругу 6,3 та 10 кВ	51
ДОДАТОК Г	Вихідні дані для самостійного опрацювання	53
	Однолінійна схема «умовної» ділянки мережі 0,4-6 (10) кВ	54
	Шаблон для побудови карти селективності	55



ВСТУП

Індивідуальні завдання з дисципліни «Системи електропостачання підприємств» передбачають закріплення здобувачами отриманих теоретичних знань та практичних навичок їхнього застосування для розв'язання задач, які постають при розробці надійних і ефективних систем електрозабезпечення промислових підприємств та обґрунтуванні їх електрообладнання. Обов'язковим для виконання індивідуальних завдань є наявність базових знань з теоретичних основ електротехніки, електричних апаратів та систем виробництва електроенергії.

Під час виконання індивідуальних завдань студенти самостійно здійснюють практичні розрахунки, у тому числі за допомогою персональних ЕОМ, аналізують отримані результати розрахунків, формулюють висновки щодо умов забезпечення оптимальних режимів роботи систем електропостачання промислових підприємств.

Правила виконання індивідуальних завдань:

1. Індивідуальні завдання виконуються згідно із затвердженим семестровим графіком, який викладається в Moodle.

2. До виконання індивідуального завдання допускаються студенти, які завчасно ознайомилися із її змістом і методикою виконання, та які опанували відповідні розділи теоретичного курсу.

3. Завдання виконується у послідовності, поданої в методичних вказівках. Прикінцевими етапами кожного завдання є обробка і аналіз отриманих результатів, формулювання висновків і рекомендацій.

4. Звіт про виконання практичної роботи прикріплюється здобувачем до відповідного завдання у Moodle та перевіряється викладачем протягом тижня після здачі. Оскарження оцінки може бути здійснене не пізніше двох тижнів з моменту оцінювання роботи викладачем.. Викладач перевіряє та оцінює звіт відповідно до наведених нижче критеріїв оцінювання.

5. За необхідності (наприклад, у разі спірної оцінки звіту або бажання здобувача її підвищити) проводиться захист індивідуального завдання, під час якого здобувач має продемонструвати знання щодо основних теоретичних положень та методики розрахунку даної роботи, вміти обґрунтувати висновки з отриманих практичних результатів.

Критерії оцінювання виконання індивідуального завдання:

- 16-20 балів – повна відповідність оцінці 13-15 балів, також ініціативність студента у роботі над вирішенням проблеми, логічність та структурованість вербальної відповіді під час презентації отриманих результатів в рамках навчальної дискусії, здатність комунікувати у команді та під впливом негативних факторів, у т.ч. під тиском викладача та/або групи, вміння вести дискусію та бути критичним та самокритичним;
- 13-15 балів – матеріал завдання підготовлений та поданий логічно,



повно й обґрунтовано, звіт оформлений акуратно та відповідно до вимог;

- 10-12 балів – матеріал завдання підготовлений та поданий логічно, повно й обґрунтовано, але звіт оформлений неохайно;
- 7-9 балів – матеріал завдання підготовлений та поданий не повно та/або не обґрунтовано, але звіт оформлений акуратно;
- 4-6 балів – матеріал завдання підготовлений та поданий не повно та/або не обґрунтовано, звіт оформлений неохайно;
- 1-3 бали – матеріал завдання підготовлений не повно, деякі розділи відсутні, звіт оформлений неохайно.

Вимоги до оформлення звіту з індивідуального завдання

Звіт (реферат) має бути оформлений відповідно до вимог щодо оформлення технічної документації на аркушах формату А4 у друкованому вигляді. За приклад оформлення можуть бути використані ці методичні вказівки.

Альтернативою звіту за бажанням здобувача може бути підготовка презентації у PowerPoint, приклад для оформлення якої можна отримати у викладача або використати шаблон раніше підготовлених здобувачем презентацій.

Звіт (або презентація) з індивідуального завдання має включати такі розділи:

1. Титульна сторінка;
2. Зміст звіту;
3. Вступ з основними вихідними положеннями, метою та завданням;
4. Викладення основного розрахунково-аналітичного матеріалу відповідно до завдання;
5. Висновки щодо отриманих результатів;
6. Перелік використаних джерел.

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ №1

ВИБІР КОМПЛЕКТНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ З УРАХУВАННЯМ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖАХ ДО 1000 В

Мета індивідуального завдання – розвинути та закріпити у здобувача компетентності щодо визначення електричних навантажень в мережах 6 (10) і 0,4 кВ задля вибору параметрів обладнання трансформаторних підстанцій, а також визначення необхідності компенсації реактивної потужності.

1 ОСНОВНІ ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1 Розрахунок електричних навантажень промислових підприємств

1.1.1 Основні положення

При розрахунку електричних навантажень необхідно мати дані про призначення (технологічні, сантехнічні, ремонтні, допоміжні), взаємозв'язки у виконуваному технологічному процесі (незв'язані, що відносяться до потоково-транспортних систем, агрегатовані тощо), вимоги щодо безперебійності живлення, номінальну потужність і режим роботи електроустановок і окремих ЕП, а також відомості про їх розташування в цеху або на окремих виробництвах.

Для зручності пошуку електроприймачів на плані їх рекомендується пронумерувати у зростаючому порядку зліва направо, зверху вниз, групуючи по відділеннях, дільницях, виробничих зонах з урахуванням технологічних особливостей об'єкта. Передбачається, що виділені технологічні підрозділи надалі будуть жититися від окремих розподільних шаф (ШР), магістральних або розподільних шинопроводів (ШМА, ШРА), щитів і шаф станцій управління (ЩСУ, ШСУ) або розподільних щитів (РЩ), трансформаторних підстанцій (ТП), число і місце розташування яких буде уточнюватися в процесі проектування [1].

При розв'язанні основних задач з електропостачання необхідно знати:

1. Середні навантаження:

а) за максимально завантаженою зміну (активне $P_{зм}$, реактивне $Q_{зм}$, повне $S_{зм}$, і струмове $I_{зм}$);

б) за рік (активне $P_{с.р}$, реактивне $Q_{с.р}$, повне $S_{с.р}$, струмове $I_{с.р}$).

Активне $P_{зм}$ і реактивне $Q_{зм}$ навантаження використовуються для визначення розрахункових активного $P_{с.р}$ і реактивного $Q_{с.р}$ навантажень, а величини $P_{с.р}$ і $Q_{с.р}$ для визначення витрат і втрат електроенергії за рік.

2. Максимальні навантаження:

а) тривалістю 30 хв (активне P_M , реактивне Q_M , повне S_M , струм I_M).

Ці величини необхідні для розрахунку перерізів провідників за нагрівом і економічною густиною струму, вибору потужності трансформаторів, перетворювачів, джерел реактивної потужності та іншого електромережного устаткування, визначення втрат і відхилень напруги, максимальних втрат потужності й інших характеристик системи електропостачання;

б) тривалістю 1-2 с (звичайно визначається струмове $I_{пик}$ або повне $S_{пик}$, рідше активне $P_{пик}$ і реактивне $Q_{пик}$ навантаження). Ці навантаження, звані «пиковими», необхідні для оцінки коливань напруги, вибору плавких вставок, уставок розчеплювачів автоматичних вимикачів і струму спрацьовування захисних пристроїв, перевірки електричних мереж за умов самозапуску електродвигунів.

Для визначення розрахункових електричних навантажень промислових об'єктів використовуються методи:

- коефіцієнта попиту;
- статистичний;
- статистичний модифікований.

Кінцевими результатами цього етапу є:

- розрахункові навантаження технологічних дільниць, створювані силовими електроприймачами напругою до 1 кВ;
- розрахункові навантаження, створювані освітлювальними установками на кожній дільниці і об'єкті в цілому;
- розрахункове навантаження в цілому по об'єкту (цеху, групи цехів і т.п.), включаючи освітлювальні установки і ЕП на напругу більше 1 кВ;
- щільність навантаження (σ , кВт/м²) на окремих дільницях і об'єкті в цілому;
- картограма навантажень на плані об'єкта (цеху, групи цехів і т.п.) з виділенням навантажень освітлювальних і силових електроустановок, а також навантажень високовольтних ЕП.

Розрахунок електричних навантажень входить до пояснювальної записки як окремий розділ. У графічній частині результати розрахунку подаються у вигляді картограм навантажень (активних і реактивних), суміщених з планом розташування технологічних механізмів і ЕП. Картограми використовуються для розміщення основних елементів системи електропостачання (РП, КТП, ШМА, ШРА, ЩР, ККУ та інші) на плані об'єкта.

1.1.2 Визначення розрахункових навантажень за статистичним модифікованим методом

В останній час в питанні визначення розрахункових навантажень намітилась тенденція на спрощення розрахункових методів. Розрахунок



навантажень цехів, ГЗП, РП та інші рекомендується виконувати за модифікованим статистичним методом, основи якого нормативно закріплені у [2].

Модифікований статистичний метод придатний для визначення розрахункових електричних навантажень для різних структурних рівнів СЕП (об'єкт, трансформаторна підстанція, шинопровід, лінія, розподільна шафа, щиток тощо). *Розрахунок електричних навантажень за вказаним методом виконується за наступним алгоритмом:*

1. Визначається груповий коефіцієнт використання з урахуванням індивідуальних для ЕП k_B :

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^m (k_{Bi} n_i p_{Hi})}{\sum_{i=1}^m (n_i p_{Hi})},$$

де m – кількість груп струмоприймачів однакової номінальної потужності; n – кількість одиничних струмоприймачів у групі з однаковими номінальними параметрами.

2. Визначається зведена (ефективна) кількість струмоприймачів:

$$N_e = \frac{(\sum_{i=1}^m n_i p_{Hi})^2}{\sum_{i=1}^m (n_i p_{Hi}^2)}.$$

3. Визначається коефіцієнт розрахункової активної потужності $K_p = f(N_e, K_B)$ за табл. 1.2 або 1.3.

4. Визначається розрахункова активна потужність струмоприймачів:

$$P_p = K_p P_c = K_p \sum_{i=1}^m (k_{Bi} n_i p_{Hi}),$$

де P_c – середньозмінне активне навантаження групи електроприймачів, кВт.

5. Визначається розрахункова реактивна потужність:

а) для мереж напругою до 1 кВ (стала часу нагрівання елементів системи електропостачання $T < 30$ хв, табл. 1.1):

$$Q_p = \begin{cases} 1,1 Q_c, & \text{якщо } N_e \leq 10; \\ Q_c, & \text{якщо } N_e > 10. \end{cases}$$

де $Q_p = \sum_{i=1}^m (k_{Bi} n_i p_{Hi} \operatorname{tg} \varphi_i)$ – середня реактивна потужність групи струмоприймачів, кВАр;

де Q_c – середньозмінне реактивне навантаження групи електроприймачів, кВАр.

Таблиця 1.1 – Стала часу нагрівання елементів СЕП

$T = 10$ хв	Для мережі напругою до 1 кВ, що живить розподільні шинопроводи, пункти, щити (значення K_p для цих мереж можна прийняти з табл. 1.2)
$T = 30$ хв	Для мережі напругою понад 1 кВ, для кабелів напругою 6 кВ і вище, що живлять цехові ТП та РП (розрахункова потужність для цих елементів визначається для $K_p = 1$)
$T = 150$ хв	Для цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів (значення K_p можна прийняти з табл. 1.3)

б) для магістральних шинопроводів, цехових ТП, а також для визначення реактивної потужності для цеху, корпусу, підприємства в цілому ($T = 150$ хв) (табл. 1.3):

$$Q_p = K_p Q_c.$$

6. Визначається розрахункова повна потужність струмоприймачів:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

7. Визначається найбільша потужність окремого струмоприймача групи $S_{нм.i}$ та здійснюється перевірка:

$$\text{якщо } S_p < S_{нм.i}, \quad \text{то} \quad S_p = S_{нм.i}.$$

8. Визначаються розрахункові навантаження для ГЗП, РП:

а) визначається кількість приєднань 6-10 кВ до шин ГЗП, РП (резервні струмоприймачі не враховують);

б) зведена (ефективна) кількість струмоприймачів N_e не визначається;

в) залежно від кількості приєднань і групового коефіцієнта використання K_B визначають для шин РП, ГЗП величину коефіцієнта одночасності (співпадіння) максимумів K_o . Якщо кількість цехових трансформаторів $N_m > 1$, то з таблиці 1.4 або за формулами:

$$K_o = (0,58K_B - 0,05 + (0,02K_B + 0,05)/\sqrt{N_m})/(0,6K_B), \text{ якщо } K_B < 0,5;$$

$$K_o = (0,7K_B - 0,12 + (0,1K_B + 0,12)/\sqrt{N_m})/(0,8K_B), \text{ якщо } K_B \geq 0,5;$$

г) визначають розрахункові активну та реактивну потужності для РП і ГЗП за такими формулами (при цьому $K_p = 1$):

$$P_p = K_o \sum_{i=n}^m (k_{Bi} n_i p_{Hi});$$

$$Q_p = K_o \sum_{i=n}^m (k_i n_i p_{Hi} \operatorname{tg} \varphi_i);$$

д) визначають повну потужність для РП, ГЗП:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Таблиця 1.2 – Значення коефіцієнтів K_p для кабелів і проводів напругою до 1000 В

N_e	Груповий коефіцієнт використання K_e ($T = 10$ хв)								
	0.1	0.15	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
1	8.00	5.33	4.00	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14	1.0
2	6.22	4.33	3.39	2.45	1.98	1.60	1.33	1.14	1.0
3	4.05	2.89	2.31	1.74	1.45	1.34	1.22	1.14	1.0
4	3.24	2.35	1.91	1.47	1.25	1.21	1.12	1.06	1.0
5	2.84	2.09	1.72	1.35	1.16	1.16	1.08	1.03	1.0
6	2.64	1.96	1.62	1.28	1.14	1.13	1.06	1.01	1.0
7	2.49	1.86	1.54	1.23	1.12	1.10	1.04	1.0	1.0
8	2.37	1.78	1.48	1.19	1.10	1.08	1.02	1.0	1.0
9	2.27	1.71	1.43	1.16	1.09	1.07	1.01	1.0	1.0
10	2.18	1.65	1.39	1.13	1.07	1.05	1.0	1.0	1.0
11	2.11	1.61	1.35	1.1	1.06	1.04	1.0	1.0	1.0
12	2.04	1.56	1.32	1.08	1.05	1.03	1.0	1.0	1.0
13	1.99	1.52	1.29	1.06	1.04	1.01	1.0	1.0	1.0
14	1.94	1.49	1.27	1.05	1.02	1.0	1.0	1.0	1.0
15	1.89	1.46	1.25	1.03	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
16	1.85	1.43	1.23	1.02	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
17	1.81	1.41	1.21	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
18	1.78	1.39	1.19	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
19	1.75	1.36	1.17	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
20	1.72	1.35	1.16	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
21	1.69	1.33	1.15	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
22	1.67	1.31	1.13	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
23	1.64	1.30	1.12	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
24	1.62	1.28	1.11	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
25	1.6	1.27	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
30	1.51	1.21	1.05	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
35	1.44	1.16	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
40	1.4	1.13	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
45	1.35	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
50	1.3	1.07	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
60	1.25	1.03	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
70	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
80	1.16	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
90	1.13	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
100	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Для вибору перерізу провідників живлення струмоприймачів, що працюють у повторно-короткочасному режимі, їх потужність зводять до тривалості вмикання $TB=100\%$, тобто:

$$P_p = P_{н.пасп.} \sqrt{TB/100},$$

де $P_{н.пасп.}$ – номінальна паспортна потужність струмоприймача.

Цієї вимоги необхідно дотримуватись лише під час визначення розрахункового навантаження окремих струмоприймачів, які працюють у повторно-короткочасному режимі. Проте відмічаємо, що при визначенні розрахункового навантаження групи струмоприймачів, до якої належать

ЕП, що працюють у повторно-короткочасному режимі, за встановлену потужність необхідно приймати номінальну потужність струмоприймачів, оскільки фактор короткочасності враховується коефіцієнтом використання K_e .

Таблиця 1.3 – Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження K_p на шинах НН цехових ТП і для магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ

N_e	Груповий коефіцієнт використання K_e ($T = 150$ хв)							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	> 0,7
1	8.0	5.33	4.0	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14
2	5.01	3.44	2.69	1.9	1.52	1.24	1.11	1.0
3	2.94	2.17	1.8	1.42	1.23	1.14	1.08	1.0
4	2.28	1.73	1.46	1.19	1.06	1.04	1.0	0.97
5	1.31	1.12	1.02	1.0	0.98	0.96	0.94	0.93
(6.. 8)	1.2	1.0	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91
(9 .. 10)	1.1	0.97	0.91	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
(11..25)	0.8	0.8	0.8	0.85	0.85	0.85	0.9	0.9
(26.. 50)	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.8	0.85	0.85
Більше	0.65	0.65	0.65	0.7	0.7	0.75	0.8	0.8

Таблиця 1.4 – Значення коефіцієнта одночасності K_o для визначення розрахункового навантаження на шинах 6 (10) кВ РП і ГЗП (ПГВ)

Груповий коефіцієнт використання	Кількість приєднань 6 (10) кВ до шин РП чи ГЗП (ПГВ)			
	(2..4)	(5..8)	(9..25)	>25
$K_e < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 < K_e < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 < K_e < 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_e > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Для однофазних струмоприймачів, увімкнених у трифазну мережу, їх номінальні потужності визначають наступним чином:


- якщо однофазний струмоприймач увімкнено на фазну напругу, то він враховується як еквівалентний трифазний із номінальною потужністю:

$$p_H = 3 p_{HO};$$

- якщо однофазний струмоприймач увімкнено на лінійну напругу, то він враховується як еквівалентний трифазний із номінальною потужністю:

$$p_H = \sqrt{3} p_{HO}.$$

За наявності групи однофазних струмоприймачів, які розподілені по фазах із нерівномірністю не більше 15 % від загальної потужності трифазних і однофазних струмоприймачів у групі, вони можуть бути враховані як еквівалентна група трифазних струмоприймачів із такою самою сумарною номінальною потужністю.



За наявності в довідкових матеріалах інтервалів значень k_e – під час розрахунку необхідно прийняти їх найбільші значення. Перелік навантаження, необхідний для початку розрахунку, визначають залежно від вхідного інформаційного потоку. Здебільшого джерелом таких даних є таблиця технологічних агрегатів (найпростіше джерело даних). Цю таблицю можна створити на підставі поданого іншими під-розділами переліку устаткування, чи одним з автоматизованих методів (наприклад, формування цього переліку з технологічної схеми та схем підсистем інженерного забезпечення об'єкта).

1.1.3 Визначення пікових навантажень

Розрахунок пікових навантажень, створюваних групами споживачів електроенергії, виконується після того, як остаточно сформована топологія цехової мережі.

Піковий струм визначається за виразом:

$$I_{\text{пік}} = i_{n.\text{мак}} + I_M - k_B I_{\text{ном.мак}},$$

де $i_{n.\text{мак}} = k_n I_{\text{ном.мак}}$ – пусковий струм найбільшого за потужністю ЕП, А;
 k_n – кратність пускового струму;

I_M – розрахунковий струм групи споживачів, А;

k_e – коефіцієнт використання, характерний для двигуна, що має найбільший пусковий струм;

$I_{\text{ном.мак}}$ – номінальний струм найбільш потужного в групі ЕП, А.

Для однодвигунного приводу піковий струм дорівнює пусковому:

$$I_{\text{пік}} = i_n = k_n I_{\text{ном.}}$$

Піковий струм пічних і зварювальних трансформаторів приймають за паспортними даними:

$$I_{\text{пік}} = i_{2\text{мак}},$$

де $i_{2\text{мак}}$ – максимальний вторинний струм, А.

За відсутністю паспортних даних пусковий струм асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором і синхронних приймають таким, що дорівнює 5-кратному номінальному ($k_n = 5$); пусковий струм двигунів постійного струму і асинхронних з фазним ротором – 2-2,5-кратному номінальному; піковий струм пічних і зварювальних трансформаторів – не менше 3-кратного номінального (без приведення до $T_B = 100\%$).

1.2 Вибір числа, потужності та розташування цехових трансформаторних підстанцій

Дослідження оптимальних потужностей цехових комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) виявили, що при *питомій щільності розподіленого навантаження*:

- $\sigma \geq 0,2$ кВА/м² вигідніше від трансформаторів потужністю 1000 кВА перейти до трансформаторів потужністю 1600 кВА, якщо сумарне навантаження об'єкта більше 3000 – 4000 кВА,

- при $\sigma = 0,3 - 0,5$ кВА/м² – до трансформаторів з одиничною потужністю 2500 кВА, якщо $S_M \geq 4000$ кВА.

Найчастіше на промислових підприємствах застосовуються одно- та двотрансформаторні безшинні цехові підстанції, що забезпечує найпростіші конструктивні рішення. При добре укомплектованому складському резерві однострансформаторні цехові підстанції можна застосовувати для живлення ЕП не тільки III, але і II категорії. Їх можна застосовувати також при навантаженнях I категорії, якщо потужність останніх не перевищує 15–20% та їх резервування забезпечується за допомогою перемичок на вторинній напрузі. При цьому питання живлення споживачів економічно вирішується у періоди малих навантажень за рахунок відключення частини підстанцій та використання перемичок, призначених для взаємного резервування.

Двотрансформаторні підстанції застосовуються за умови переважання ЕП I та при наявності ЕП II категорії, безперебійна робота яких необхідна для функціонування основних виробництв.


Для вибору потужності трансформаторів цехових однострансформаторних підстанцій за методикою, що дає ДСТУ 14209-85 «Трансформатори силові масляні загального призначення. Допустимі навантаження», необхідно мати графіки навантажень, або за іншою методикою треба знати максимальне P_M та середньодобове P_c навантаження даної підстанції і хоча б приблизно сумарну тривалість максимумів навантаження t_m за добу.

Якщо дані про графіки навантаження відсутні, то слід, як правило, приймати такі *коефіцієнти завантаження трансформаторів цехових підстанцій*:

– для цехів переважно з навантаженням I категорії при двотрансформаторних підстанціях – 0,65-0,7;

– для цехів переважно з навантаженням II категорії при однострансформаторних підстанціях із взаємним резервуванням – 0,7-0,8;

– для цехів переважно з навантаженням II категорії при можливості використання централізованого резерву трансформаторів та для цехів з навантаженнями III категорії – 0,9-0,95 (робота трансформаторів з $\beta > 1$ хоча і можлива, але вимагає окремого технічного та економічного обґрунтування за методикою ДСТУ 3463-96 «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів»).



При такому підході вибір числа та потужності трансформаторів цехових підстанцій, а також засобів компенсації здійснюється за схемою:

1. За розрахунковим навантаженням об'єкта (відділення, цеху, блока цехів тощо) та площею виробничих приміщень F визначається щільність навантаження σ , кВА/м²:

$$\sigma = \frac{S_M}{F}.$$

2. За знайденим значенням щільності навантаження та вище рекомендованими даними встановлюється оптимальна одинична потужність $S_{ном.Т}$ цехових трансформаторів.

3. Знаходиться доцільна кількість трансформаторів $N_{доц}$ трансформаторів, що встановлюються в цеху, виходячи з сумарного розрахункового навантаження $N_T = 1, 2, 3, 4 \dots$:

$$N_{доц} = \frac{P_M}{\beta S_{ном.Т}} + \Delta N,$$

або доцільна потужність трансформатора $S_{доц}$ (коли кількість трансформаторів N_T не можна змінювати, наприклад, за умовою забезпечення надійності живлення):

$$S_{доц} = \frac{P_M}{\beta N_T},$$

де β – коефіцієнт завантаження трансформаторів;
 ΔN – добавка до найближчого цілого числа.

1.3 Компенсація реактивної потужності

1. Джерелами реактивної потужності в мережі 0,38 кВ промислових підприємств є конденсаторні батареї.

2. Недокомпенсована реактивна потужність покривається перетіканням реактивної потужності з високовольтної мережі.

3. При вирішенні задач компенсації реактивної потужності необхідно встановити оптимальне співвідношення між джерелами реактивної потужності НН і ВН, приймаючи до уваги втрати електроенергії на генерацію реактивної потужності джерелами НН і ВН, втрати електроенергії на передачу реактивної потужності з високовольтної мережі і здорожчання цехових ТП у випадку завантаження їх реактивною потужністю.

4. Наявні синхронні двигуни 6-10 кВ (компресори, вентилятори) виступають потенційними джерелами реактивної потужності за умови їх експлуатації в режимі перезбудження. Компенсуюча спроможність двигунів суттєво залежить від коефіцієнта завантаження за активною



потужністю і допустимого значення випереджального $\cos \varphi$. Середній коефіцієнт завантаження для даних двигунів – 0,85. Величина випереджального $\cos \varphi$ обмежена термічною стійкістю обмотки збудження, і для більшості СД складає $\cos \varphi = 0,8-0,9$.

Для електричних мереж з радіальною схемою живлення велике значення має правильне визначення місця, де повинен бути встановлений груповий компенсуючий пристрій. Поблизу центру навантажень коефіцієнт потужності найбільш низький і реактивна потужність піддається значним коливанням. У цих умовах потужність конденсаторних установок повинна автоматично регулюватися.

Висока ефективність компенсації реактивних потужностей досягається при правильному вирішенні питань вибору потужності батарей, місця установки та їх регулювання. При вирішенні питань регулювання визначається кількість ступенів регулювання, потужність кожної ступені та послідовність їх включення. Найуспішніше такі питання можна вирішити за допомогою діючого графіка навантажень.


Велике значення має правильне визначення місця в електричних мережах, де повинен бути підключений груповий компенсуючий пристрій. Місце установки поблизу центру реактивних навантажень цеху має найбільш низький коефіцієнт потужності, до того ж тут реактивна потужність піддається значним коливанням. У цих умовах обрані конденсаторні установки повинні бути обладнані системою автоматичного регулювання.

При виборі потужності компенсуючих пристроїв в умовах застосування автоматичного регулювання слід враховувати, що надмірне дроблення потужності комплектних КУ приводить до значного здорожчання через потребу апаратури управління, вимірювання тощо.

Для мінімізації капітальних та експлуатаційних витрат установки компенсації реактивної потужності встановлюються якомога ближче до центрів її споживання та пропорційно споживаним реактивним навантаженням. При радіальній схемі установки компенсації реактивної потужності розміщуються на головному розподільчому щиті цехової підстанції, за рахунок чого зменшується перетікання реактивної енергії від енергосистеми до споживачів 0,4 кВ та відповідно – втрати активної і реактивної енергії в високовольтних живлячих кабелях і трансформаторах.

1.3.1 Вибір числа та потужності компенсуючих пристроїв в мережі 0,4 кВ

В мережі 0,4 кВ встановлюються конденсаторні батареї, котрі вибираються за максимальною розрахунковою потужністю, що визначена



для цеху або конкретної трансформаторної підстанції (див. отримані дані за результатами п.1.1–1.2):

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{м}}.$$

Під час вибору потужності батарей конденсаторів треба орієнтуватися на кількість трансформаторів КТП. При двотрансформаторних КТП – приймати парну кількість, передбачаючи, що навантаження розподілене на трансформатори рівномірно та уникати перекомпенсації. Перевагу слід віддавати регульованим комплектним конденсаторним установкам типів АКУ, ККУ, УКРМ, КМ58, хоча остаточне рішення приймається виходячи з загального масиву реактивного споживання в даному конкретному вузлі.

1.3.2 Вибір числа та потужності компенсуючих пристроїв в мережі 6 (10) кВ

Розрахункове реактивне навантаження в мережі 6 (10) кВ підприємства $Q_{\text{вк}}$ складається з розрахункового навантаження приймачів 10 кВ $Q_{\text{р.в}}$, недокомпенсованого навантаження на стороні до 1 кВ ($Q_{\text{нк}} - Q_{\text{БК.н}}$), що живиться через цехові трансформаторні підстанції, втрат реактивної потужності в трансформаторах та визначається:

$$Q_{\text{вк}} = Q_{\text{р.в}} + (Q_{\text{нк}} - Q_{\text{БК.н}}) + n_{\text{Т}} \cdot \Delta Q_{\text{Т}},$$

де $\Delta Q_{\text{Т}}$ – втрати реактивної потужності в трансформатора, кВАр;
 $Q_{\text{БК.н}}$ – потужність прийнятих БК на напругу до 1 кВ;

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{Т}} &= \Delta Q_{\text{xx}} + \Delta Q_{\text{кз}}; \\ \Delta Q_{\text{кз}} &= U_{\text{кз}} S_{\text{ном.Т}} \beta_{\text{Т}}^2. \end{aligned}$$

Розрахунок оптимальної потужності КУ виконується для режиму максимального навантаження. При виборі потужності КУ, з припущенням на незначну довжину лінії живлення, усе підприємство можна представити як вузол мережі, до якого підключено реактивне навантаження та наявні типи джерел реактивної потужності. Для досліджуваного цеху на стороні 6 (10) кВ підключені синхронні двигуни, наприклад, компресорних станцій, які додатково слід використовувати як джерела реактивної потужності. Також підключені високовольтні споживачі 6 (10) кВ (асинхронні двигуни, наприклад, насосних установок), реактивну потужність яких також необхідно компенсувати (рис. 1.1).

З рівняння балансу реактивних навантажень для вузла на стороні 6 (10) кВ визначаємо потужність високовольтних батарей конденсаторів за наступною формулою:

$$Q_{\text{БК.в}} = Q_{\text{вк}} - Q_{\text{СД}} + Q_{\text{АД}}$$

Реактивна потужність, що генерується синхронними двигунами, визначається:

$$Q_{\text{СДmin}} = \frac{P_{\text{СДном}} \cdot K_{\text{з.СД}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{СД}} \cdot n_{\text{СД}}}{\eta_{\text{номСД}}}$$

де $P_{\text{СДном}}$ – номінальна потужність синхронного двигуна, кВт;

$K_{\text{з.СД}}$ – коефіцієнт завантаження за активною потужністю;

$n_{\text{СД}}$ – кількість працюючих СД;

$\eta_{\text{номСД}}$ – номінальний коефіцієнт корисної дії двигуна.

Реактивна потужність, що споживається високовольтними асинхронними двигунами, визначається:

$$Q_{\text{АД}} = \frac{P_{\text{АДном}} \cdot K_{\text{з.АД}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{АД}} \cdot n_{\text{АД}}}{\eta_{\text{ном.АД}}}$$

При виборі типу БК доцільно орієнтуватися на наявність регулювання вихідної реактивної потужності.

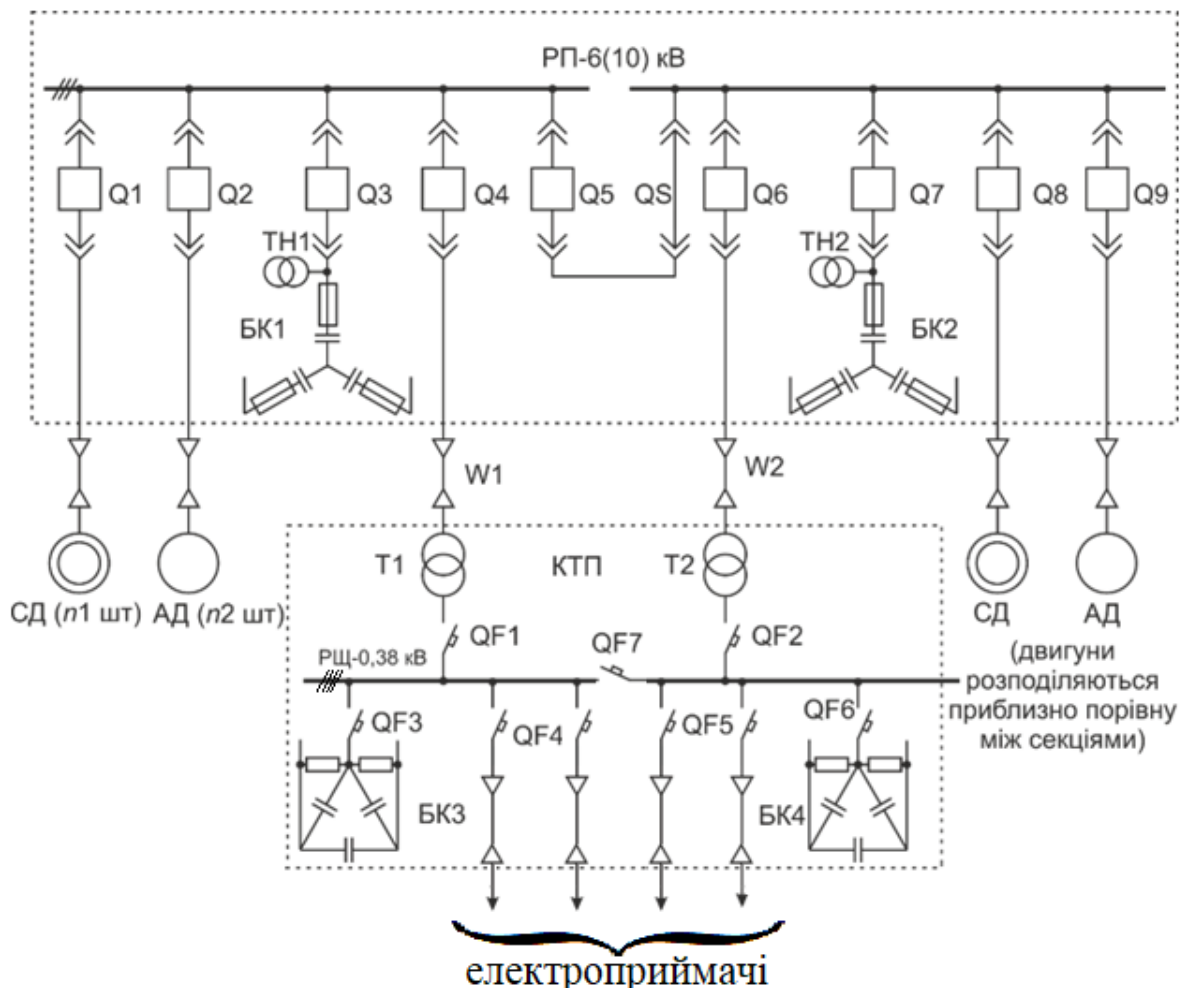


Рисунок 1.1 – Приклад схеми електропостачання для розрахунку

2 ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКІВ

2.1 Визначення електричних навантажень у мережі 0,4 кВ промислового підприємства

Для виробничого цеху металооброблювальної промисловості необхідно розрахувати електричні навантаження статистичним модифікованим методом.

Таблиця 1.5 – Вихідні дані для розрахунку

Найменування групи	Номінальна встановлена потужність	Кількість електроприймачів
	$P_{ном.і}$, кВт	n , шт
Металорізальні та металооброблювальні верстати з важким режимом роботи	13	7
	22	4
Вентилятори, повітродувки	10	2
	15	6
	55	3
Компресори, насоси, гідроелектростанції	15	7
	7,5	1
	1,5	1
Електротермічне устаткування	7	2
	11	2
	15	3
Мостові крани з ТВ = 60%	186,5	2
	135,5	3
Освітлення	0,5	100

Розв'язання

Значення коефіцієнтів використання k_e та $\cos \varphi$ (табл. 1.6) для різного устаткування різних типів виробництва визначають згідно технологічних вимог (приймаємо за табл. 1.7).

Розраховуємо сумарну номінальну активну та реактивну потужність груп електроприймачів, наприклад, для верстатів:

$$\sum P_{ном.В} = P_{ном1} \cdot n_1 + P_{ном2} \cdot n_2 = 13 \cdot 7 + 22 \cdot 4 = 179 \text{ кВт},$$

$$\sum Q_{ном.В} = \sum P_{ном.В} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 179 \cdot 1,51 = 270 \text{ кВАр},$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,55^2}}{0,55} = 1,51.$$

Таблиця 1.6 – Вихідні дані для розрахунку із k_e та $\cos \varphi$

Найменування групи	Номінальна встановлена потужність	Кількість ЕП	Коефіцієнти	
	$P_{ном.і}$ кВт	n , шт	k_e	$\cos \varphi$
Металорізальні та металооброблювальні верстати з важким режимом роботи	13	7	0,17	0,55
	22	4	0,17	
Вентилятори, повітродувки	10	2	0,65	0,8
	15	6	0,65	
	55	3	0,65	
Компресори, насоси, гідроелектростанції	15	7	0,7	0,85
	7,5	1	0,7	
	1,5	1	0,7	
Електротермічне устаткування	7	2	0,75	0,95
	11	2	0,75	
	15	3	0,75	
Мостові крани	144,5	2	0,1	0,5
	105	3	0,1	
Освітлення	0,5	100	0,9	0,6

Для інших груп розрахунки ведемо аналогічно.

Розраховуємо середньозмінну потужність для кожної групи електроприймачів. Наприклад, для верстатів:

$$P_{зм.В} = \sum P_{ном.В} \cdot k_{e,в} = 179 \cdot 0,17 = 30,43 \text{ кВт},$$

$$Q_{зм.В} = P_{зм.В} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 30,43 \cdot 1,51 = 46,2 \text{ кВАр}.$$

Таблиця 1.7 – Значення коефіцієнтів

Найменування групи	Коефіцієнти	
	k_e	$\cos \varphi$
Металорізальні та металооброблювальні верстати з важким режимом роботи	0,15-0,2	0,5-0,6
Вентилятори, повітродувки	0,6-0,7	0,75-0,85
Компресори, насоси, гідроелектростанції	0,7-0,8	0,7-0,8
Електротермічне устаткування	0,75-0,8	0,9-0,95
Мостові крани	0,1-0,2	0,5-0,6
Освітлення	0,9-1,0	0,6-0,7

Розрахунки для інших ЕП виконуємо аналогічно за наведеним алгоритмом і результати зводимо у табл. 1.8.

Далі визначимо середньозважений коефіцієнт використання:

$$K_{в.сз} = \sum P_{зм.i} / \sum P_{ном.i} = 455,1 / 1303 = 0,35.$$

Розраховуємо ефективне число електроприймачів:

$$N_e = \frac{(\sum P_{ном})^2}{\sum (n_i \cdot p_{ном}^2)} = \frac{1303^2}{91253} = 18,6 = 19.$$

Таблиця 1.8 – Результати розрахунку електричних навантажень


Найменування групи	Ном. встановле на потужність	Кількість ЕП	Номинальна потужність групи ЕП	Коефіцієнти			Середньозмін на потужність		Сума квадратів ном. потужностей
	$p_{ном.i}$, кВт	n , шт	$\sum P_{ном.i}$, кВт	k_e	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{зм}$, кВт	$Q_{зм}$, кВАр	$n_i \cdot P_{ном.i}^2$
Металорізальні та металооброблювальні верстати з важким режимом роботи	13	7	179	0,17	0,55	1,52	30,43	46,2	1183,0
	22	4							1936,0
Вентилятори, повітродувки	10	2	275	0,65	0,8	0,75	178,75	134,1	200,0
	15	6							1350,0
	55	3							9075,0
Компресори, насоси, гідростанції	15	7	114	0,7	0,85	0,62	79,8	49,5	1575,0
	7,5	1							56,3
	1,5	1							2,3
Електротермічне устаткування	7	2	81	0,75	0,95	0,33	60,75	20,0	98,0
	11	2							242,0
	15	3							675,0
Мостові крани	144,5	2	604	0,1	0,5	1,73	60,4	104,6	41760,5
	105	3							33075,0
Освітлення	0,5	100	50	0,9	0,6	1,33	45	60,0	25,0
Усього			1303				455,1	414,3	91253,0

За табл. 1.3 (Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження K_p на шинах НН цехових ТП і для магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ) знаходимо розрахунковий коефіцієнт:

$$K_p = f(N_e; K_{в.сз}) = f(19; 0,35) = 0,85.$$

Знаходимо розрахунковий максимум активної, реактивної та повної потужності, а також максимальний робочий струм:

$$P_M = K_p \sum P_{зм.i} = 0,85 \cdot 455,1 = 386,9 \text{ кВт},$$


$$Q_M = K_p \sum Q_{зм.i} = 0,85 \cdot 414,3 = 352,2 \text{ кВАр},$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{386,9^2 + 352,2^2} = 523,1 \text{ кВА}.$$

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{523,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 794,8 \text{ А}.$$

Визначаємо піковий струм:

$$I_{нік} = i_{п.мах} + I_M - k_6 I_{ном.мах} = 2,5 \cdot 104,5 + 794,8 - 0,65 \cdot 104,5 = 988,1 \text{ А},$$

де $I_{ном.мах}$ – номінальний струм тривалого режиму роботи найпотужнішого двигуна в групі (обираємо вентилятор потужністю 55 кВт з ТВ = 100%, оскільки мостові крани, які мають більшу загальну встановлену потужність, є багатодвигунними механізмами з ТВ = 60% (мінімум 4-и двигуни), тому їх одиночні потужності, приведені до тривалого режиму роботи, мають менші номінали), А:

$$I_{ном.мах} = \frac{P_{ном.мах}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 104,5 \text{ А}.$$

2.2 Вибір числа та потужності цехових трансформаторних підстанцій

Для визначеного електричного навантаження (див. п. 2.1) вибрати цехові трансформатори на визначитися із конструкцією КТП.

Вихідні дані:

$$P_M = 386,9 \text{ кВт}, Q_M = 352,2 \text{ кВАр}, S_M = 523,1 \text{ кВА}, F = 5678 \text{ м}^2.$$

Розподіл споживачів за надійністю електропостачання: I категорія – 30%, II кат. – 40%, III кат. – 30%.

Розв'язання

1. Двотрансформаторні підстанції застосовуються за умови переважання ЕП I та при наявності ЕП II категорії, безперебійна робота яких необхідна для функціонування основних виробництв.

Оскільки за умови завдання споживачі I категорії складають 30% і є в наявні 40% II категорії, тому передбачаємо до встановлення двотрансформаторну КТП, з попереднім завантаженням $\beta = 0,7$.

2. Знаходимо доцільну потужність трансформатора $S_{доц}$ (за умови повної компенсації РП), оскільки кількість трансформаторів N_T не можна змінювати за умовою забезпечення надійності живлення:

$$S_{\text{доц}} = \frac{P_M}{\beta N_T} = \frac{386,9}{0,7 \cdot 2} = 276,4 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{ном.Т}} \geq S_{\text{доц}},$$

тому приймаємо до встановлення двотрансформаторну КТП із масляними трансформаторами потужністю $S_{\text{ном.Т}} = 400$ кВА із характеристиками (табл. Б.2 і Б.3) [3, 4]:

Тип	Номинальна потужність, кВ·А	Напруга обмоток, кВ		Схеми та групи з'єднань	Втрати, Вт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТМ-400/10	400	6; 10	0,4 0,4	У/Ун-0 Д/Ун-11	900	5500 5900	4,5	1,5

2.3 Вибір числа та потужності компенсуючих пристроїв

Для визначеного електричного навантаження $Q_{\text{м.цеху}} = 352,2$ кВАр, вибрати компенсуючі пристрої на шинах 0,4 кВ та 6 (10) кВ, при наявному силовому навантаженні на шинах ВН трансформатора.

Вихідні дані:

Варіант, № п/п	Електроприймачі 6 (10) кВ	Тип	Кількість л, шт	Номинальна потужність P_n , кВт	Коефіцієнт завантаження K_z	Коефіцієнт потужності $\cos\phi$	ККД $\eta_{\text{ном}}$, %	Число обертів n_2 , об/хв
1	Двигуни: асинхронні синхронні	АК СДН	2 2	1200 1000	0,8 0,85	0,82 0,9 (вип.)	85 90	3000

Розв'язання

1. В мережі 0,4 кВ конденсаторні батареї вибираються за максимальною розрахунковою потужністю, що визначена для цеху:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{м}}.$$

Тому приймаємо до встановлення дві конденсаторні установки УКРМ 0,4 200/6-20 із 6-ма ступенями регулювання: 20+20+40+40+40+40 кВАр (табл. В.2) [5, 6]. Враховуємо, що ступені 2x20 кВАр будуть вимкнені автоматикою (тобто $Q_{\text{БК.н}} = 2 \times 200 - 40 = 360$ кВАр).

2. Розрахункове реактивне навантаження в мережі 6 (10) кВ підприємства $Q_{\text{вк}}$ складається з розрахункового навантаження приймачів 10 кВ $Q_{\text{р.в}}$, недокомпенсованого навантаження на стороні до 1 кВ ($Q_{\text{нк}}$ –

$Q_{\text{БК.Н}}$), що живиться через цехові трансформаторні підстанції, втрат реактивної потужності в трансформаторах та визначається:

$$Q_{\text{ВК}} = Q_{\text{р.в}} + (Q_{\text{НК}} - Q_{\text{БК.Н}}) + n_{\text{Т}} \cdot \Delta Q_{\text{Т}},$$

де $\Delta Q_{\text{Т}}$ – втрати реактивної потужності в трансформатора, кВАр;

$Q_{\text{БК.Н}}$ – потужність прийнятих БК на напругу до 1 кВ;

$$\Delta Q_{\text{Т}} = \Delta Q_{\text{ХХ}} + \Delta Q_{\text{КЗ}} = S_{\text{НОМ.Т}} \frac{I_{\text{ХХ}}}{100} + U_{\text{КЗ}} S_{\text{НОМ.Т}} \beta_{\text{Т}}^2 = 400 \frac{1,5}{100} + \frac{4,5}{100} 400 \cdot \left(\frac{386,9}{2 \cdot 400} \right)^2 = 10,21 \text{ кВАр.}$$

Без врахування навантаження на стороні 6 (10) кВ:

$$Q_{\text{ВК}} = (352,2 - 360) + 2 \cdot 10,21 = 12,6 \text{ кВАр.}$$

З рівняння балансу реактивних навантажень для вузла на стороні 6 (10) кВ визначаємо потужність високовольтних батарей конденсаторів за наступною формулою:

$$Q_{\text{БК.в}} = Q_{\text{ВК}} - Q_{\text{СД}} + Q_{\text{АД}},$$

Реактивна потужність, що генерується синхронними двигунами, визначається:

$$Q_{\text{СДmin}} = \frac{P_{\text{СДном}} \cdot K_{\text{з.СД}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{СД}} \cdot n_{\text{СД}}}{\eta_{\text{НОМСД}}} = \frac{1000 \cdot 0,8 \cdot 0,7 \cdot 2}{0,85} = 1317,6 \text{ кВАр,}$$

де $P_{\text{СДном}}$ – номінальна потужність синхронного двигуна, кВт;

$K_{\text{з.СД}}$ – коефіцієнт завантаження за активною потужністю;

$n_{\text{СД}}$ – кількість працюючих СД;

$\eta_{\text{НОМСД}}$ – номінальний коефіцієнт корисної дії двигуна.

Реактивна потужність, що споживається високовольтними асинхронними двигунами, визначається:

$$Q_{\text{АД}} = \frac{P_{\text{АДном}} \cdot K_{\text{з.АД}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{АД}} \cdot n_{\text{АД}}}{\eta_{\text{НОМАД}}} = \frac{1200 \cdot 0,85 \cdot 0,48 \cdot 2}{0,9} = 1088 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{БК.в}} = 12,6 - 1317,6 + 1088 = -217,0 \text{ кВАр.}$$

Оскільки розрахункова потужність високовольтних батарей конденсаторів на стороні 6 (10) кВ від'ємна, то необхідності у встановленні їх в даному вузлі немає. За необхідності високовольтні конденсаторні установки обираються за табл. В.3) [7].



3 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

В рамках виконання індивідуального завдання №1 здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

– опрацювати навчально-методичний матеріал цих вказівок і, за необхідності, літературних джерел із запропонованого переліку;

– на основі отриманої інформації:

1. Згідно варіанту (додаток А, табл. А.1) розрахувати електричні навантаження методом статистичним модифікованим, за наведеним у прикладі алгоритмом (п. 2.1).

2. Визначити кількість та потужність трансформаторів КТП, а також визначити конфігурацію КТП за вихідними даними свого варіанту (додаток Б, табл. Б.2) та результатами своїх попередніх розрахунків у п.1.

3. Виконати розрахунок необхідності компенсації реактивної потужності на стороні 0,4 кВ та 6 (10) кВ та обрати кількість і потужність компенсуючих установок на відповідну напругу. Вихідні дані використовувати виходячи із попередніх розрахунків (п.1-2) та додатковими вихідними даними (додаток В, табл. В.1).

4. Зробити висновки щодо отриманих результатів:

– підготувати звіт згідно запропонованих вимог, а також коротке повідомлення щодо отриманих результатів дослідження ефективності системи компенсації реактивної потужності промислового цеху;

– презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.

Контрольні запитання

1. Які Ви знаєте засоби компенсації реактивної потужності?

2. Якими методами визначаються електричні навантаження промислових об'єктів?

3. За якими критеріями обирають кількість трансформаторів КТП?

4. Охарактеризуйте принципи структури та конструктивного виконання системи компенсації реактивної потужності.

5. Наведіть порядок розрахунку потужності конденсаторних батарей на напругу 0,4 кВ.

6. Наведіть порядок розрахунку потужності конденсаторних батарей на напругу 10 кВ.

7. Які Ви знаєте недоліки перекомпенсації реактивної потужності? Поясніть, чому саме вони є недоліками.

8. Яким нормативним документом регламентується метод визначення електричних навантажень загальнопромислових об'єктів?



ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ №2

ВИБІР ЕЛЕМЕНТІВ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА АПАРАТІВ ЗАХИСТУ В МЕРЕЖАХ ДО 1000 В

Мета індивідуального завдання – розвинути та закріпити у здобувача компетентності щодо вибору параметрів комутаційних апаратів і апаратів захисту, елементів розподілу електричної енергії в мережах 0,4 кВ та побудови карти селективності захисту та визначення відхилень напруги.

2 ОСНОВНІ ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

2.1 Вибір елементів розподілу та передачі електричної енергії

2.1.1 Основні положення

Для передачі потужності в промислових електричних мережах до 1000 В зазвичай застосовується чотирипровідний (або п'ятипровідний) силовий кабель з алюмінієвими струмопровідними жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену (або інший вид) з перерізами жил $3 \times A + 1 \times B$ мм².

Напрямок трас кабельних ліній обирається з урахуванням розташування споживачів/струмоприймачів.

Кабельні лінії 0,4 кВ можуть прокладатися відкрито або приховано, у повітрі або в землі.

Відстань між сусідніми кабелями у траншеї бажано приймати не менше 0,1 м, від краю стінки до кабелів не менше 0,1 м, до кабелів у сусідніх траншеях має складати не менше 0,5 м, до фундаментів не менше 1 м, до заземлювачів – не менше 0,3 м, до бровки проїздів – не менше 1 м.

Рекомендації та вимоги [8]:

1. Земляні роботи виконувати тільки після отримання дозволу в установленому порядку і відповідно до правил виконання робіт.

2. Кабель 0,4 кВ прокладати в траншеї на глибині не менш ніж 0,7 м відкрито, в місцях перетину з дорогами та комунікаціями у ПВХ (ПЕ) трубі Ø90 та Ø110 мм. «Підсипку» в траншеї виконати з застосування піщано-гравійної суміші. Сигнальну стрічку "Обережно Кабель!" прокласти над кабелями на відстані 0,25 м. Виконати герметизацію кабельних трубопроводів з застосуванням вогнестійкої піни та термоусадочної труби.

3. Для захисту кабелю від вологи та бруду на момент прокладки використовувати термоусадочні кабельні капи. Після прокладки кожного кабелю виконати його маркування з обох сторін з застосуванням кабельного маркування.

4. Всі електромонтажні роботи виконувати згідно з ПУЕ, ПТЕЕС і ПБЕЕС.



5. Виконати відновлення ґрунтового покриття на рівні існуючих позначок.

6. Після виконання будівельно-монтажних робіт відновити благоустрій територій.

1.1.2 Порядок вибору перерізів провідників, шинопроводів у мережах 0,4 кВ

Розрахунок кабелю до 1 кВ з перевірками виконується за наступними умовами:

- за допустимим тривалим струмом навантаження;
- за допустимим струмом короткого замикання по жилі;
- за втратами напруги.

Тривалий допустимий струм кабелю, який встановлює виробник кабельної продукції для певних (стандартних) умов прокладання кабелю, потрібно коригувати з урахуванням поправних коефіцієнтів (табл. 8.12-8.27 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 [9]). При цьому необхідно враховувати:

- спосіб прокладання кабелю;
- температуру середовища (повітря, ґрунту, днища водойм);
- глибину закладання кабелю; питомий тепловий опір середовища;
- переріз екрана (оболонки);
- відстань між кабелями та групами кабелів;
- кількість кабелів у траншеї;
- теплопровідність матеріалу і діаметри (внутрішній, зовнішній) кабелепроводу;
- відсутність струмового навантаження екранів і оболонок, якщо схема заземлення екранів відрізняється від базової схеми заземлення екрана з обох боків (коригування виконують за методикою МЕК згідно із стандартом ДСТУ ІЕС 60287).

Отже, умова вибору кабелю має вигляд:

$$I_{p.ав} < I_{доп} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot k_7 \cdot k_{(m)},$$

де $I_{p.ав}$ – розрахунковий струм навантаження у післяаварійному режимі (струм, що протікає по кабелю), А;

$I_{доп}$ – максимальний допустимий струм кабелю, А [10, 11];

k_1 – коригувальний коефіцієнт для різних типів кабелепроводів;

k_2 – коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання, іншої, ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених в землі;

k_3 – коригувальний коефіцієнт для температури оточуючого повітря, іншої ніж 30°C, для кабелів напругою до 35 кВ включно;



k_4 – коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів ґрунту, інших ніж 1,5 К·м/Вт, для одножильних кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених в землі;

k_5 – коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кабелів, що прокладені горизонтально в землі;

k_6 – коригувальний коефіцієнт для різних перерізів мідного екрана одножильних кабелів;

k_7 – коригувальний коефіцієнт для груп, що складаються з одного кабелю і більше, прокладених у повітрі;

$k_{(m)}$ – коефіцієнт збільшення навантаження.

Перевірка кабелю на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання здійснюється за наступною умовою:

$$F_{min} \leq F,$$

де F_{min} – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимогам його термічної стійкості при короткому замиканні (КЗ), мм²:

$$F_{min} \leq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{відк} + T_a}}{C}$$

де I_{∞} – струм КЗ, А;

$t_{відк}$ – час протікання струму КЗ, с;

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, яка для розподільчих мереж напругою 0,4 кВ дорівнює 0,01 с;


C – постійна, що визначається залежно від заданої ПУЕ кінцевої температури нагріву жил і напруги, А·с^{-1/2}/мм² (табл. 2.1).

Величина струму КЗ визначається за потужністю КЗ $S_{КЗ}$ на шинах джерела живлення:

$$I_{\infty} = \frac{S_{КЗ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}$$

Таблиця 2.1 – Значення постійної C залежно від типу провідника

Провідник	$C, A \cdot c^{1/2} / мм^2$	$\theta_{к. доп.}, ^\circ C$
Шини:		
з міді	170	300
з алюмінію	90	200
з сталі, не з'єднані безпосередньо з апаратом	65	400
з сталі, з'єднані безпосередньо з апаратом	60	300
Кабелі:		
з міді	160	200
з алюмінію	90	200



Згідно ПУЕ час дії струму КЗ $t_{\text{відк}}$ складається з часу дії основного релейного захисту даного ланцюга $t_{\text{рз}}$ і повного часу відключення вимикача $t_{\text{відк.в}}$ (для випадку із запобіжниками – це час спрацьовування запобіжника). З урахуванням вимоги щодо селективності дії захисту від КЗ рекомендується на першому рівні приймати $t_{\text{відк}} = 0,01-0,02$ с (дивись характеристику вимикача), а далі для кожного наступного рівня захисту величина $t_{\text{відк}}$ збільшуватиметься на 0,1-0,2 с.

Перевірка кабелю за втратою напруги

Для електричних мереж загального призначення норми відхилень напруги ΔU регламентовані ГОСТ 13109-97. Перевірка зводиться до визначення фактичної та допустимої втрати напруги.

Втрати напруги в елементах електричної мережі трифазного струму визначаються за формулою:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_M \cdot l \cdot 100}{U_H} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi),$$

де I_M – максимальний розрахунковий струм лінії 0,4 кВ, А;

l – довжина провідника, км;

r_0, x_0 – питомі опори провідника, Ом/км (паспортні дані обраного кабелю/шинопроводу) [10, 11];

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Вибір магістральних шинопроводів (ШМА)

Комплектні шинопроводи типу ШМА для головних магістралей вибираються за розрахунковим максимальним струмом відповідної КТП (трансформатора). При цьому повинна виконуватись умова:

$$I_{\text{ном}} \geq I_M,$$

де I_M – розрахунковий струм навантаження на трансформатор (або трансформатора), А;


$I_{\text{ном}}$ – номінальний струм ШМА, А [12].

Вибір розподільних пунктів (шаф) виконується за такою послідовністю:

1) визначається сукупність струмоприймачів, які буде підключено до даного пункту. Розташування струмоприймачів – будь-яке. РП-0,4 кВ встановлюється у «технологічно зручному» місці, приблизно у центрі електричних навантажень групи струмоприймачів.

2) за допомогою обраного методу розрахунку електричних навантажень визначається навантаження РП-0,4, що здійснюють відповідні струмоприймачі.

Втрата напруги в шинопроводі при нерівномірному розподіленні навантаження визначається за формулою:



$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i r_0 + Q_i x_0) l_i}{U_n^2 \cdot 10}, \%$$

де P_i , Q_i – активні і реактивні навантаження шинопроводу, кВт (кВАр);
 r_0 , x_0 – відповідно активний і індуктивний опір шинопроводу, Ом/км;
 l_i – довжина частин шинопроводу з відповідним навантаженням;
 U_n – номінальна напруга, кВ.

1.2 Комутаційні апарати і апарати захисту

1.2.1 Автоматичні вимикачі

1.2.1.1 Загальні положення

Автоматичні вимикачі (АВ) призначені для автоматичного вимикання електричних кіл при коротких замиканнях або ненормальних режимах роботи (перевантаження, зникнення або зниження напруги), а також нечастого вмикання та вимикання струмів навантаження. Вимикання вимикача при перевантаженнях і струмах короткого замикання виконується вбудованим у вимикач автоматичним пристроєм, який називається максимальним розчеплювачем струму (скорочене розчеплювач).

Розрізняють **неструмообмежувальні** і **струмообмежувальні** вимикачі. Номінальним струмом $I_{н.в.}$ і напругою вимикача $U_{н.в.}$, називають значення струму і напруги, які здатні витримувати головні струмоведучі частини вимикача в тривалому режимі. Номінальний струм розчеплювача $I_{н.розч.}$ може відрізнитися від номінального струму вимикача, оскільки у вимикач можуть бути вбудовані розчеплювачі з меншим номінальним струмом.

1.2.1.2 Характеристики автоматичних вимикачів

АВ характеризується наступними параметрами [13, 14]:

1. Гранична комутаційна здатність (ГКЗ) – максимальне значення струму короткого замикання, яке вимикач здатний ввімкнути та вимкнути, залишаючись в справному стані.
2. Одноразова гранично комутаційна здатність (ОГКЗ) – найбільше значення струму, яке вимикач може вимкнути один раз. (Значення ГКЗ і ОГКЗ відповідає очікуваному струму короткого замикання, який виникає в колі за відсутності даного вимикача і струмообмеження).
3. Електродинамічна стійкість характеризується амплітудою ударного струму короткого замикання, який здатний пропустити вимикач без залишкових деформацій деталей або неприпустимого відкидання



контактів, що приводить до їх приварювання або перегорання.

4. Термічна стійкість характеризується допустимим значенням кількості тепла, яке може бути виділене у вимикачі за час дії струму короткого замикання.

5. Власний час вимикання вимикача ($t_{e.ав} = 0,04...0,09$) – час спрацьовування розподільвачів і механізмів вимикача до початку розходження силових контактів (використовується при виборі вимикачів по граничній комутаційній здатності).

Існують наступні захисні характеристики АВ:

- 1) залежна від струму характеристика часу спрацьовування;
- 2) незалежна від струму характеристика часу спрацьовування;
- 3) Обмежено залежна від струму двоступенева характеристика часу спрацьовування;
- 4) триступенева захисна характеристика.

Для вибору захисної характеристики автоматичного вимикача необхідно знати рівень розподілу електроенергії та місце знаходження АВ в СЕП, режими роботи електроприймача (групи ЕП), вимоги до захисту: час спрацьовування захисту при перевантаженнях; час спрацьовування при струмах КЗ.

Звичайно мережі напругою до 1 кВ рекомендується проектувати з двома-трьома рівнями розподілу електроенергії (перший рівень – відгалудження до споживача; другий рівень – силовий пункт або розподільний шинопровід; третій рівень – магістральний шинопровід від трансформатора).

На першому рівні розподілу електроенергії (окремі ЕП) для ЕП, при роботі яких відсутні перевантаження, доцільно використовувати незалежну від струму характеристику часу спрацьовування, а для ЕП зі змінним режимом роботи можливо застосування залежної від струму або обмежено залежної від струму двоступеневої характеристики часу спрацьовування захисту автоматичного вимикача.

Для другого і третього рівня розподілу електроенергії найбільш доцільно застосовувати триступеневу або обмежено залежну від струму двоступеневу характеристику часу спрацьовування захисту автоматичного вимикача.

Вибір часу спрацьовування струмових і миттєвих відсічок повинен виконуватися на основі принципу, що час спрацьовування на більш низькому рівні повинен бути більшим, ніж на попередньому рівні.

1.2.1.3 Умови вибору автоматичних вимикачів

Вибір автоматичних вимикачів виконують за умовами роботи в нормальному режимі і умовами стійкості при коротких замиканнях.

Вибір за умов нормального режиму виконується виходячи з таких умов [1]:

1) відповідність номінальної напруги автоматичного вимикача $U_{ном,авт}$ номінальній напрузі мережі U_M :

$$U_{ном,авт} \geq U_M;$$

2) відповідність максимальному робочому струму в тривалому режимі для індивідуального електроприймача I_M (I_p) або групи електроприймачів номінальному струму автоматичного вимикача $I_{ном.авт}$:

$$I_{ном,авт} \geq I_{ном} \quad \text{або} \quad I_{ном,авт} \geq I_M;$$

Для реалізації необхідної захисної характеристики автоматичного вимикача вибирається відповідний розчеплювач (електромагнітний; тепловий; комбінований; напівпровідниковий).

Далі виконується вибір уставок автоматичного вимикача залежно від захисту і вибраного розчеплювача:

3) при наявності захисту від перевантаження:

$$I_{с.п.} \geq 1,25 \cdot I_{ном} \quad \text{або} \quad I_{с.п.} \geq 1,25 \cdot I_M;$$

4) при наявності захисту від струмів к.з. (струмова відсічка):

$$I_{с.в.} \geq 1,25 \cdot I_{пуск} \quad \text{або} \quad I_{с.в.} \geq 1,25 \cdot I_{пик};$$

де $I_{пик}$ – значення пікового струму для групи електроприймачів, А;
 $I_{пуск}$ – значення пускового струму окремого електроприймача, А.

5) Час спрацьовування відсічки визначається за формулою:

$$t_{с.в.(i+1)} \geq t_{с.в.i} + \Delta t;$$

де i – рівень розподілу електроенергії;

$t_{с.в.i}$ – витримка часу спрацьовування відсічки автоматичного вимикача на i -му рівні розподілу електроенергії, с;

Δt – витримка часу між послідовно включеними автоматичними вимикачами, с, ($\Delta t = 0,1 \dots 0,2$ с).

6) Час спрацьовування захисту від перевантаження приймається з умови неспрацьовування захисту при пуску або самозапуску електродвигуна:

$$t_{с.п.} \geq (1,5-2) t_{пуск};$$

де $t_{с.п.}$ – час спрацьовування захисту при струмі, рівному пусковому;

$t_{\text{пуск}}$ – тривалість пуску або самозапуску.

Переріз проводів і кабелів ліній, захищених автоматами і магнітними пускачами, вибирають за умовами допустимого нагріву. Потім вибраний переріз перевіряють за формулами:

– для автоматів з тепловими розчеплювачами:

а) з нерегульованою зворотнозалежною від струму характеристикою:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ном.розч}},$$

б) з регульованою зворотнозалежною від струму характеристикою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{спр.рег}}}{1,5}$$

– для автоматів тільки з електромагнітними розчеплювачами:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{спр.ем}}}{4,5}$$

– для мереж, що живлять установки пожежонебезпечних приміщень і освітлювальні навантаження, як і при захисті запобіжниками, повинне бути витримане співвідношення:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{ном.розч}}.$$

При виборі уставок захисних апаратів для забезпечення селективності необхідно виконувати такі умови:

1) уставки струму розчеплювачів сповільненої і миттєвої дії у вимикача, розташованого ближче до джерела живлення, повинні бути **в 1,5 рази більшими**, ніж у найвіддаленого вимикача;

2) - мінімальний струм однофазного КЗ у найбільш віддаленій точці повинен бути більше номінального струму розчеплювача сповільненого спрацьовування **не менше ніж у 3 рази**;

- мінімальний струм однофазного КЗ у найбільш віддаленій точці повинен бути більше номінального струму розчеплювача миттєвої дії **не менше ніж у 1,4** (при $I_{\text{ном.розч}} \leq 100 \text{ A}$) або у **1,25** (при $I_{\text{ном.розч}} > 100 \text{ A}$) рази:

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{К.З.}}^{(2)}}{I_{\text{д.г}}} \geq 1,4 \dots 1,5, \quad K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{К.З.}}^{(1)}}{I_{\text{с.г}}} \geq 1,4 \dots 1,5 \text{ при } I_{\text{ном.АВ}} \leq 100 \text{ A}.$$

$$1 \quad K_{\text{ч}}^{(2)} > 1,25 \text{ і } K_{\text{ч}}^{(1)} > 1,25 \text{ при } I_{\text{ном.АВ}} > 100 \text{ A}$$

1.2.2 Запобіжники

1.2.2.1 Загальні положення та умови вибори запобіжників

При захисті ліній запобіжниками узгодження тривало допустимих струмів провідників з номінальним струмом плавких вставок здійснюється так.

Номінальний струм плавкої вставки для безінерційних запобіжників (ПР-2, НПН, НП-2, НПР, КП тощо) повинен задовольняти умовам [13, 14]:

$$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq I_{\text{М}},$$
$$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq \frac{I_{\text{пік}}}{k},$$

де $k = 2,5$ – при невеликій частоті вмикань і нормальній тривалості пуску (до 5 с) і $k = 1,6-2,0$ при великій частоті вмикань і тривалому розгоні (наприклад, на кранах). Остаточню приймається плавка вставка, номінальний струм якої відповідає обом умовам.

При захисті мереж запобіжниками переріз провідників визначається не тільки за відношенням, але і узгоджується з номінальним струмом плавкої вставки запобіжника, що захищає дану ділянку, згідно з умовою:

$$k_{\text{пр}} I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{НОМ.ВСТ}}}{\alpha}$$

де α – коефіцієнт відповідності (узгодження), залежний від умов прокладання і нагляду за мережею; для промислових мереж $\alpha = 3$, для всіх освітлювальних мереж і силових мереж пожежо- і вибухонебезпечних приміщень $\alpha = 0,8$.

Вибрана плавка вставка перевіряється:

- за умовами захисту провідників від струмів КЗ;
- на чутливість спрацювання при двофазних КЗ:


$$\frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{НОМ.ВСТ}}} \geq (4 \dots 7).$$

Кратність **4** приймається при $I_{\text{НОМ.вст.}} \geq 160 \text{ А}$, $U_{\text{НОМ}} = 380$ або 660 В і будь-якому $I_{\text{НОМ.вст.}}$ при $U_{\text{НОМ}} = 127 \text{ В}$.

Кратність **7** приймається при інших умовах.

➤ за селективністю спрацювання послідовно встановлених запобіжників з відповідним часом спрацювання $t_{\text{НБ}}$ і $t_{\text{НМ}}$:

$$t_{\text{НБ}} \geq (1,7 \dots 3) t_{\text{НМ}}.$$



Селективність захисту запобіжниками при КЗ забезпечуватиметься, якщо відношенню $\frac{I_K}{I_{Br}}$ відповідає співвідношення $\frac{I_r}{I_{Br}}$. Тут: I_K – струм КЗ відгалуження; I_r – номінальний струм плавкої вставки запобіжника на головній (по відношенню до відгалуження) ділянці мережі; I_{Br} – номінальний струм плавкої вставки запобіжника на відгалуженні.

1.3 Побудова карти селективності захисту

Для перевірки селективності захисту в установках до 1 кВ використовується карта селективності захисту (рис. 2.1), яка будується після визначення розрахункових і пікових навантажень у відповідних елементах, а також при відомих струмах КЗ в характерних вузлах мережі.

Селективність захисту забезпечується в тому разі, якщо захисні характеристики послідовно включених автоматичних вимикачів, побудовані з урахуванням розкиду по струму і часу спрацьовування, не перетинаються.

Для побудови карти селективності захисту заздалегідь визначають:

- рівні розподілу електроенергії, що розглядаються, складається схема;
- розрахункові, пікові і струми короткого замикання в необхідних точках;
- вибирають автоматичні вимикачі і їх захисні характеристики.

Карта селективності будується в логарифмічному масштабі: на осі абсцис відкладаються струми – розрахункові, пікові і КЗ, на осі ординат – розрахований час спрацьовування захисних елементів, тривалість пуску і т.п.

У розподільних мережах до 1 кВ система захисту може містити від однієї до трьох ступіней.

Послідовність побудови карти селективності:

- а) на осі абсцис відкладається номінальний струм споживача;
- б) будується графік пускового струму споживача у вигляді прямокутника;
- в) на осі абсцис відкладається максимальне значення струму групи споживачів у вузлі навантаження;
- г) будується графік пікового струму ЕП, які приєднані до вузла навантаження, у вигляді прямокутника;
- д) відкладаються струми КЗ в характерних точках К1, К2 і К3;
- е) наносяться захисні характеристики автоматичних вимикачів або запобіжників.

Для забезпечення селективності дії послідовно встановлених автоматичних вимикачів їх захисні характеристики на карті селективності не повинні перетинатися. При порушенні цієї умови частіше за все необхідно збільшити струми плавких вставок або уставок автоматів, рідше – змінити перерізи провідників, як більш витратний спосіб.

Якщо уставки захисних апаратів були змінені, то слід повторно перевірити узгодженість плавких вставок або уставок з допустимими струмовими навантаженнями на провідники.

Примітка. Карта селективності обов'язково супроводжується пояснювальною схемою електричної мережі СЕП, до якої вона відноситься.

Особливості побудови карти.

1. Побудова робочої характеристики одного (групи) ЕП

Для цього необхідно знати:

- номінальний (максимальний) струм $I_{ном}$ (I_M);
- пусковий (піковий) струм $I_{пуск}$ ($I_{пик}$);
- час пуску (піку) електроприймача $t_{пуск}$ ($t_{пик}$).

На підставі цих даних будується робоча характеристика одного (групи) електроприймача. Приклад побудови наведено на рис. 2.1.

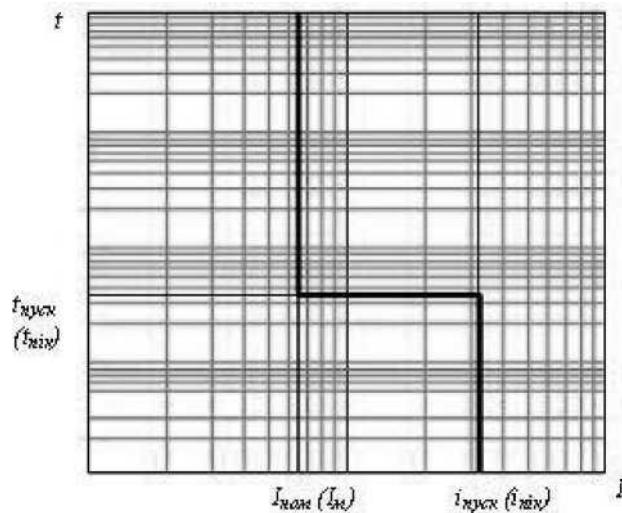


Рисунок 2.1 – Робоча характеристика одного (групи) ЕП

2. Побудова захисної характеристики АВ

Перед початком побудови необхідно мати: тип автоматичного вимикача; вид захисної характеристики; струм розчеплювача ($I_{розч.}$); час вимикання автомата при перевантаженні ($t_{с.п.}$); струм спрацьовування відсічки ($I_{с.в.}$); час спрацьовування відсічки ($t_{с.в.}$); струм спрацьовування миттєвого захисту ($I_{мит}$); час спрацьовування миттєвого захисту ($t_{мит}$).

Побудова виконується таким чином: відкладають тонкі вертикальні прямі відповідні значенням струму розчеплювача, струму спрацьовування відсічки, струму спрацьовування миттєвого захисту; відкладають тонкі горизонтальні прямі відповідні часу вимикання при перевантаженнях, спрацьовування відсічки, спрацьовування миттєвого захисту.

Будують криву захисту при перевантаженнях між вертикальними прямими, які відповідають значенням струму розчеплювача та струму



спрацьовування відсічки. Після чого наводять характеристику. Приклад побудови наведено на рис. 2.2.

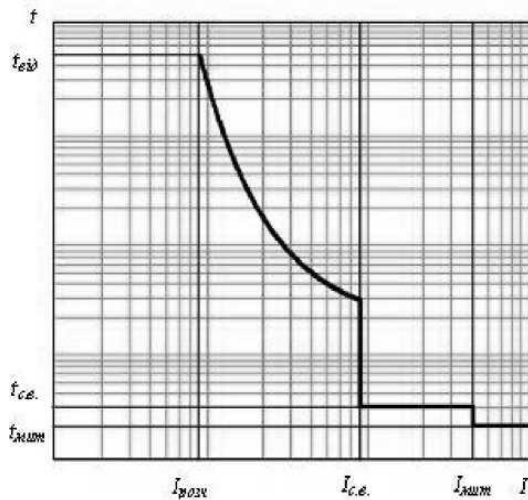


Рисунок 2.2 – Захисна характеристика автоматичного вимикача

3. Побудова аварійних характеристик

Для побудови потрібні значення струмів трифазного і однофазного КЗ. Побудова даної характеристики полягає в проведенні вертикальних прямих відповідних значенням струмів трифазного й однофазного короткого замикання. Приклад побудови наведений на рис. 2.3.

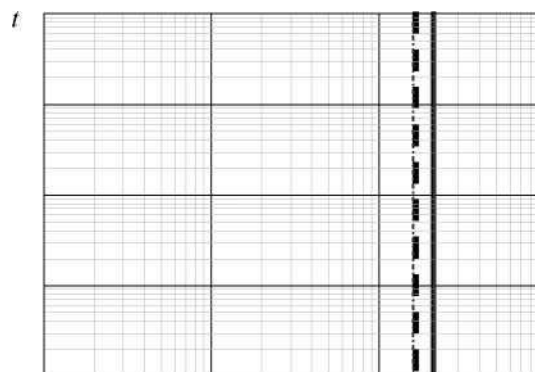


Рисунок 2.3 – Аварійні характеристика

Всі вище наведені побудови виконуються на одному графіку, внаслідок чого виходить карта селективності захисту.

На рис. 2.4 наведено приклад карти селективності захисту для трирівневої мережі розподілу електроенергії, на якому видно, що селективність захисту забезпечується, оскільки захисні характеристики послідовно включених автоматичних вимикачів, побудовані з урахуванням розкиду по струму і часу спрацьовування, не перетинаються.

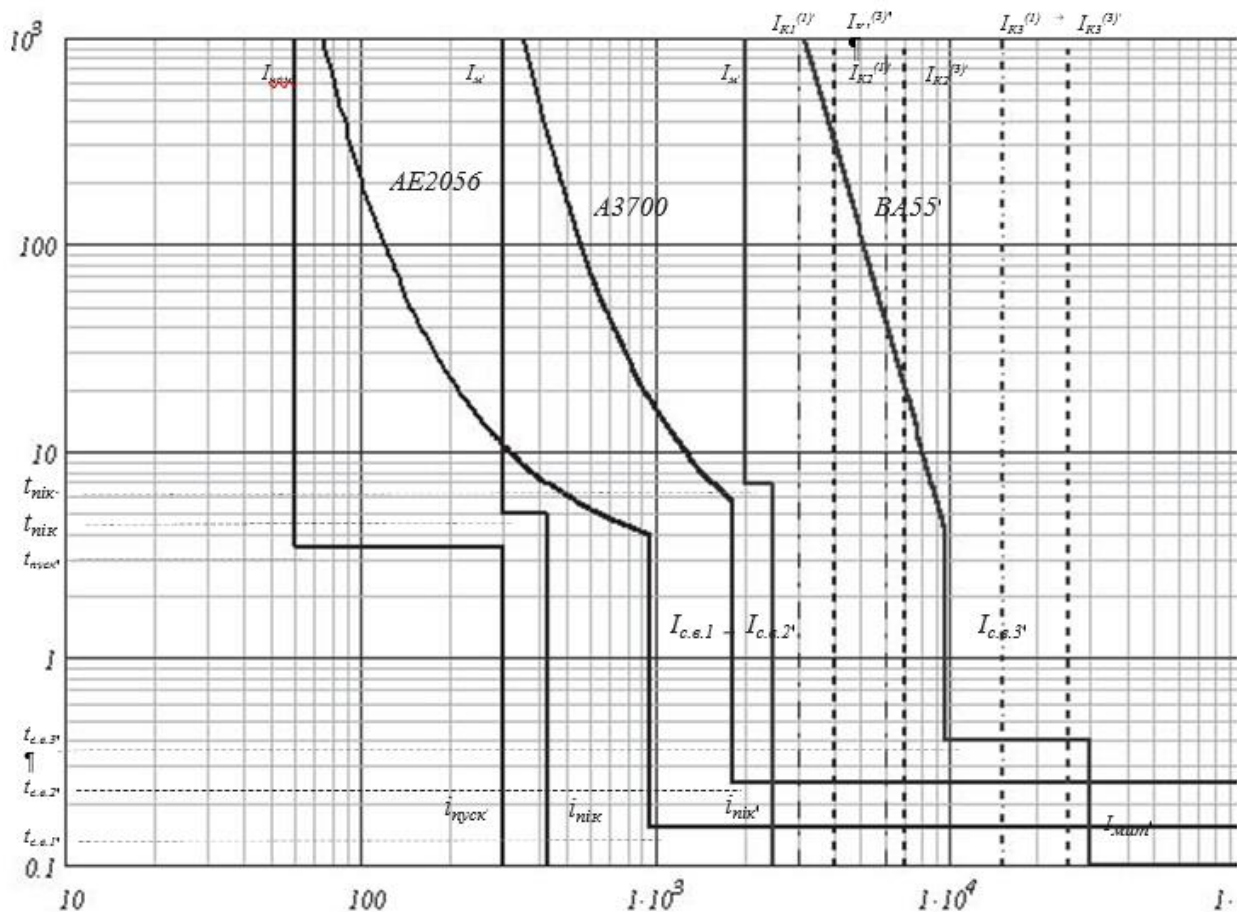


Рисунок 2.4 – Карта селективності захисту

*Примітка: наочний приклад вибору автоматичних вимикачів та побудови карти селективності можна подивитися за посиланням [15].

2 ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКІВ

2.1 Порядок вибору перерізів провідників 0,4 кВ за нагрівом

Виконаємо розрахунок кабелю 0,4 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4 кВ з перевітками:

- по допустимому тривалому струму навантаження;
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- за втратами напруги.

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для споживача потужністю 100 кВт, $\cos\varphi = 0,83$:

$$I_M = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos\varphi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,83} = 184 \text{ A}$$

Приймаємо кабель марки АПвВГ-1 3x70+1x35 мм² (рис. 2.1),
 $I_{\text{доп.пасп}} = 195 \text{ A}$ (прокладка в ґрунті на глибині не менше 0,7 м) [10, 11].

АПвВГ 3x70+1x35 (ож)-1 ГОСТ 16442-80, ТУ У 31.3-00214534-048:2007 Power cables with aluminium conductors, XLPE-insulated, with PVC-compound outer sheath		
TECHNICAL SPECIFICATIONS:		
Rated voltage	kV	1
Number and rated area of conductors	mm ²	3 x 70 + 1 x 35
Phase insulation thickness	mm	1.1
Permissible continuous current rating (AC of industrial frequency) *		
• by aerial laying	A	203
• by burial	A	195
Maximum permissible conductor temperature		
• Continuous	°C	+90
• in emergency operation	°C	+130
• at short circuit	°C	+250
Operating temperature range	°C	-50 . . . +50
Minimum bending radius by laying	mm	225
Rated outer diameter of the cable (for reference) **	mm	30
Cable weight (approximate)	kg/km	1030
Rated factory cable length and gross weight of the delivery on the drums ***	m, t	# 14: 700 · 0.9 # 16a: 1120 · 1.4

Notes:
 When ordering it is necessary to agree the factory length of the product with the manufacturer
 * Long permissible current loads are calculated for the following conditions: air temperature plus 25 °C, soil temperature plus 15 °C, thermal resistivity of soil 1.2 °K·m/W, laying depth in the soil 0.7 m
 ** The external diameter may differ from the rated up to ± 10 %

Рисунок 2.1 – Конструкція та параметри обраного кабелю

1. Перевірка кабелю за допустимим тривалим струмом навантаження.

Кабель задовольняє, якщо виконується умова:

$$I_{p(m)} < I_{\text{доп}},$$

де I_p – розрахунковий струм у мережі, А;

$I_{\text{доп}}$ – максимальний допустимий струм кабелю, А.

Розрахунок виконується згідно [9] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів:

$k_2 = 1,0$ (табл. 8.13, кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 0,8 м);

$k_3 = 0,96$ (табл. 8.16, для температури землі влітку на рівні 25 °C);

$k_4 = 1,0$ (табл. 8.19, для нормальних ґрунтів, питомий опір яких дорівнює 1,5 К·м/Вт);

$k_{(m)} = 1,06$ – коефіцієнт навантаження (рис. 8.14, враховуючи фактор навантаження кабелю $m = I_M / I_{\text{доп.пасп}} = 184 / 195 = 0,94$):

$$I = I_{\text{доп.пасп}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_{(m)} = 195 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 1,0 \cdot 1,06 = 198,4 \text{ A};$$

184 А < 198,4 А – умова виконується.

Переріз силової жили 70 мм² для заданих умов прокладання достатній.

2. Перевіряємо кабель на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання (приймаємо струм КЗ – $I_{\infty} = 2,5$ кА, час дії струму КЗ приймаємо $t_{відк} = 0,2$ с). Умова перевірки:

$$F_{min} \leq F,$$

де F_{min} – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимогам його термічної стійкості при КЗ, мм²:

$$F_{min} \leq \frac{2,5\sqrt{0,2+0,01}}{90} = 12,7 \text{ мм}^2,$$

$12,7 \text{ мм}^2 < 70 \text{ мм}^2$ – умова виконується.

Остаточно приймаємо кабель марки АПВВГ-1 3х70+1х35 мм², $I_{доп.пасп} = 195$ А.

2.2 Порядок вибору шинопроводів на 0,4 кВ

Вибираємо ШМА, що отримує живлення від КТП, для якої розрахункове навантаження складає $I_M = 1221,6$ А ($l = 50$ м, $\cos\varphi = 0,83$):

$$1250 \text{ А} > 1221,6 \text{ А}.$$

Приймаємо алюмінієвий магістральний шинопровід "Powertech" типу РТА13 на струм, $I_{НОМ} = 1250$ А, $r_0 = 0,043$ мОм/м, $x_0 = 0,014$ мОм/м [12].

Визначаємо втрату напруги. При цьому для спрощення розрахунків вважаємо, що навантаження по ШМА розподілено рівномірно.


$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_M \cdot l \cdot 100}{U_H} (r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) =$$
$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 1221,6 \cdot 0,050 \cdot 100}{380} (0,043 \cdot 0,83 + 0,014 \cdot 0,56) = 1,21\% < 5\%,$$

де I_M – максимальне навантаження магістрального шинопроводу, А;
 r_0, x_0 – відповідно активний і індуктивний опір шинопроводу, Ом/км;
 l_i – довжина шинопроводу, км;
 U_H – номінальна напруга, В.

2.3 Порядок вибору автоматичних вимикачів на 0,4 кВ

Вибираємо автоматичний вимикач для приєднання РП з максимальним струмом $I_M = 246,2$ А та $I_{пик} = 354$ А до магістрального шинопроводу:

- за номінальною напругою: $380 \text{ В} < 400 \text{ В}$;
- за номінальним струмом автомату: $246,2 \text{ А} < 250 \text{ А}$;



- за номінальним струмом розчеплювача: $246,2 \text{ A} < 250 \text{ A}$. Приймаємо автомат типу ВА88, $I_{н.авт} = 250 \text{ A}$, $I_{н.р} = 250 \text{ A}$.

Вибираємо уставки автомата:

1. Струму спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{с.п} = 1,25 \cdot I_{н.р} = 1,25 \cdot 250 = 313 \text{ A.}$$

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ:

$$I_{с.в} = 1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 354 = 442 \text{ A.}$$

Приймаємо $I_{с.в} = 10 \cdot I_{н.р} = 10 \cdot 250 = 2500 \text{ A}$.

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному $1,25 \cdot I_{н.р} = 313 \text{ A}$. Приймаємо $t_{пер} = 750 \text{ с}$.

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2 \text{ с}$, що, наприклад, в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

3 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

В рамках виконання індивідуального завдання №2 здобувачу пропонується скористатися наступним алгоритмом:

– опрацювати навчально-методичний матеріал цих вказівок і, за необхідності, літературних джерел із запропонованого переліку;

– на основі отриманої інформації:

1. Згідно варіанту (додаток Г, табл. Г.1) визначити параметри розподільчих елементів СЕП (кабелі, розподільчі пункти (РП), шинопроводи (ШМА)) у відповідності до схеми (рис. Г.1), за наведеним у п. 1.1 алгоритмом.

2. Згідно варіанту (додаток Г, табл. Г.1) визначити параметри автоматичних вимикачів для кожного з трьох рівнів розподілу електричної енергії, за наведеним у п. 1.2 алгоритмом.

3. За результатами попередніх розрахунків у п.1,2 побудувати карту селективності захисту, за наведеним у п. 1.3 алгоритмом (рис. Г.2).

4. Зробити висновки щодо отриманих результатів;

– підготувати звіт згідно запропонованих вимог, а також коротке повідомлення щодо отриманих результатів дослідження ефективності системи компенсації реактивної потужності промислового цеху;

– презентувати підготовлене повідомлення іншим учасникам освітнього процесу.



Контрольні запитання

1. Яке призначення комутаційних апаратів?
2. Які умови вибору автоматичних вимикачів?
3. За яким методом обираються кабельні лінії?
4. Назвіть перевірки обраного перерізу кабельної лінії.
5. Наведіть вибору параметрів запобіжників до 1000 В.
6. Наведіть порядок вибору шинопроводів.
7. Які етапи побудови карти селективності захисту?
8. Які вимоги висуваються для побудови карти селективності захисту?
9. Назвіть перевірки обраного шинопроводу.
10. Як за картою селективності оцінити селективність захисту?

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Електропостачання промислових підприємств та міст : методичні рекомендації до курсового проектування для бакалаврів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / І. М. Луценко, Н. Ю. Рухлова, П. С. Циган, Є. В. Кошеленко; Нац. техн. ун-т. «Дніпровська політехніка». Дніпро : НТУ «ДП», 2024. 63 с.
2. ДСТУ 9324:2025 Настанова щодо проектування систем електропостачання промислових підприємств. [На заміну ДСТУ-Н Б В.2.5-80_2015; чинний від 2025-10-01]. Вид. офіц. Київ, 2025.
3. Технічні дані трифазних двообмоткових масляних трансформаторів : веб-сайт. URL: <https://forca.com.ua/info/spravka/tehnicheskie-dannye> (дата звернення: 26.09.2025).
4. Технічні дані трифазних двообмоткових сухих трансформаторів : веб-сайт. URL: <https://electrocontrol.com.ua/transformatory-suxie-silovye> (дата звернення: 26.09.2025).
5. Технічні дані комплектних конденсаторних установок напругою до 1 кВ : веб-сайт. URL: <https://electrocontrol.com.ua/ua/elektroshhitovoe-oborudovanie/kondensatornye-ustanovki-aku-04> (дата звернення: 26.09.2025).
6. Технічні дані комплектних конденсаторних установок напругою до 1 кВ : веб-сайт. URL: <https://electrocontrol.com.ua/ua/spravochnaya-informaciya/sravnitel'naya-xarakteristika-kondensatornyx-ustanovok> (дата звернення: 26.09.2025).
7. Технічні дані комплектних конденсаторних установок напругою 6 (10) кВ : веб-сайт. URL: <https://electrocontrol.com.ua/vysokovoltnoe-oborudovanie/ustrojstva-kompensacii-reaktivnoj-moshhnosti> (дата звернення: 26.09.2025).
8. Правила улаштування електроустановок. [Чинні від 2017-07-07]. Вид. офіц. Київ : Міненерговугілля України, 2017. 617 с.
9. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова (у редакції наказу від 26.01.2017 № 82). [На заміну СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011; чинний від 2017-02-26]. Вид. офіц. Київ, 2017.
10. Технічні дані кабельної продукції заводу «Південкабель» : веб-сайт. URL: yuzhcable.info/index.php?CAT=18&MRI=180131&UN=1 (дата звернення: 26.09.2025).
11. Технічні дані кабельної продукції заводу «Південкабель» : веб-сайт. URL: <https://pvkz.com.ua/uk/produksiya-ua/category/view/24?start=12> (дата звернення: 26.09.2025).
12. Шинопровід «PowerTech» на струми 630-6300 А : веб-сайт. URL: 015-Busbar-Powertech-UKR-EN-web2-Edit-1.pdf (дата звернення: 26.09.2025).



13. Каталог продукції ETI : веб-сайт. URL: [Catalog_2024_big.pdf](#) (дата звернення: 26.09.2025).

14. Каталог продукції E-Next : веб-сайт. URL: [e811ffb3-f68f-11ea-80e5-0050569471f7_fee70c36-a04d-11e3-8f36-00259049ef6a.pdf](#) (дата звернення: 26.09.2025).

15. Побудова карти селективності: YouTube : веб-сайт. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=z8-FagpwSos&t=3s> (дата звернення: 26.09.2025).

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Вихідні дані для самостійного опрацювання

Найменування ЕП	Металорізальні та металообробляльні верстати з важким режимом роботи		Вентилятори, повітродувки		Компресори, насоси, гідростанції		Електротермічне устаткування		Мостові крани ТВ=45%		Освітлення	
	ρ_n , кВт	n , шт	ρ_n , кВт	n , шт	ρ_n , кВт	n , шт	ρ_n , кВт	n , шт	ρ_n , кВт	n , шт	ρ_n , кВт	n , шт
1	5	15	7,5	10	10	11	90	1	35	2	0,2	95
2	7,5	14	10	9	15	10	60	2	30	2	0,3	90
3	12	13	12	8	20	9	30	3	22	3	0,4	80
4	15	12	15	7	25	8	90	1	10	3	0,5	85
5	20	11	20	6	30	7	60	2	7,5	4	0,2	99
6	22	10	22	5	35	6	30	3	1,2	4	0,3	96
7	30	9	26	4	40	5	90	1	35	1	0,4	92
8	35	8	30	3	45	4	60	2	30	1	0,5	88
9	40	7	35	2	50	3	30	3	22	2	0,2	85
10	45	6	40	1	55	2	90	1	10	2	0,3	80



ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1 – Вихідні дані для самостійного опрацювання

Варіант	Категорійність споживачів за надійністю електропостачання, %			Площа приміщення <i>F</i> , м ²
	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	
1	10	40	50	3010
2	5	20	75	5230
3	25	45	30	4098
4	15	70	15	3095
5	20	40	40	2888
6	30	50	20	3900
7	35	45	20	4580
8	10	60	30	5560
9	15	35	50	5900
10	20	55	25	4960

Таблиця Б.2 – Технічні характеристики силових масляних трансформаторів

Тип	Номинальна потужність, кВ·А	Напруга обмоток, кВ		Схеми та групи з'єднань	Втрати, Вт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТМ-25/10	25	6; 10	0,4	У/Ун-0	130	600	4,5	3,2
				У/Зн-11	130	690	4,7	3,2
ТМ-40/10	40	6; 10	0,4	У/Ун-0	175	880	4,5	3,0
				У/Зн-11		1000	4,7	
ТМ-63/10	63	6; 10	0,4	У/Ун-0	240	1280	4,5	2,8
				У/Зн-11		1470	4,7	
ТМ-100/10	100	6; 10	0,4	У/Ун-0	330	1970	4,5	2,6
				У/Зн-11		2270	4,7	
ТМ-160/10	160	6; 10	0,4	У/Ун-0	510	2650	4,5	2,4
			0,69	Д/Ун-11	510	3100	4,5	2,4
ТМФ-160/10	160	6; 10	0,4	У/Зн-11	510	3100	4,7	2,4
ТМ-250/10 ТМФ-250/10	250	6; 10	0,4	У/Ун-0	740	3700	4,5	2,3
			0,69	Д/Ун-11		4200	4,5	
			0,4	У/Зн-11		4200	4,7	
ТМ-400/10*	400	6; 10	0,4	У/Ун-0	900	5500	4,5	1,5
			0,4	Д/Ун-11		5900		
			0,69	У/Зн-11		5900		
ТМ-630/10* ТМФ-630/10	630	6; 10	0,4	У/Ун-0	1250	7600	5,5	1,25
			0,4	Д/Ун-11		8500		
			0,69	Д/Ун-11		8500		

*Технічні дані модернізованих масляних трансформаторів.

**Трансформатори з витим магнітопроводом.

***Втрати встановлюються за результатами приймальних випробувань.

продовження таблиці Б.2

Тип	Номинальна потужність, кВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, Вт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМВМЗ-1000/10**	1000	6; 10	0,4; 0,69	1650	11000	5,5	0,4
ТМ-1000/10*	1000	6	0,4; 0,69	1900	10500	5,5	1,15
			3,15; 6,3		11600		
		10	0,4; 0,69		10500		
			3,15; 10,5		11600		
ТМ-1000/10Т	1000	10	6,3	2100	10500	5,5	1,4
		10,5	6,6				
		11	6,3				
ТМ-1600/10	1600	6	0,4; 0,69	3300	16500	5,5	1,3
		10	0,4; 0,69; 6,3				
ТМ-2500/10	2500	6	0,4; 0,69;	3850	23500	6,5	1,0
			3,15				
		10	0,69; 0,4				
			3,15; 6,3				
ТМ-4000/10	4000	6	3,15	5200	33500	7,5	0,9
		10	3,15; 6,3				
ТМ-6300/10	6300	10	3,15; 6,3	7400	46500	7,5	0,8
			10,5	7600			
ТМНС-6300/10	6300	10,5	6,3	8000	46500	0,8	0,8
ТМС-10000/10	10000	3,15; 6,3; 10,5	0,4	2200	12200	8,0	1,4

**Таблиця Б.3 – Технічні дані трифазних трансформаторів
масляних та сухих з негорючим діелектриком загального
призначення для комплектних трансформаторних підстанцій**

Тип	Номінальна потужність, кВ·А	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМЗ-250/10	250	6; 10	0,4; 0,69	0,74	3,7	4,5	2,3
ТМЗ-400/10	400	6; 10	0,4; 0,69	0,95	5,5	4,5	2,1
ТМЗ-630/10	630	6; 10	0,4; 0,69	1,31	7,6	5,5	1,8
ТМЗ-1000/10 ТНЗ-1000/10	1000	6; 10	0,4; 0,69	2,1	9,7	5,5	1,2
ТМЗ-1600/10 ТНЗ-1600/10	1600	6; 10	0,4; 0,69	2,8	14	6,2	1,3
ТМЗ-2500/10 ТНЗ-2500/10	2500	6; 10	0,4; 0,69	3,75	24	6	0,8
ТСЗ-160/10	160	6	0,23; 0,4; 0,69	0,7	2,7	5,5	4,0
		6,3	0,4				
ТСЗ-160/10	160	10	0,23; 0,4; 0,69	0,7	2,7	5,5	4,0
		10,5	0,4				
ТСЗ-250/10	250	6; 10	0,23; 0,4; 0,69	1,0	2,8	5,5	3,5
ТСЗА-400/10	400		0,23; 0,4; 0,69	1,3	5,4		1,8
ТСЗА-630/10	630	6; 10	0,4; 0,69	2,0	7,3	5,5	1,5
ТСЗА-1000/10	1000	6; 6,3 10	0,4	2,5	12,0	8	1,1
ТСЗУ-1000/10	1000	6; 10	0,4; 0,69	2,45	10,4	5,5	1,0
ТСЗУ-1600/10	1600	6; 10 10,5	0,4; 0,69	3,4	16	5,5	0,7
ТСЗЛ-630/10	630	6; 10 6,3; 10,5	0,4; 0,69	1,65	7,1	5,5	1,4
ТСЗЛ-1000/10	1000	6; 10	0,4; 0,69	2,0	10,2	5,5	1,0
ТСЗЛ-1600/10	1600	6; 10	0,4; 0,69	2,8	15	5,5	0,7
ТСЗЛ-2500/10	2500	6; 10	0,4; 0,69	4,6	20,5	6	0,65

Примітка. Схема та група з'єднань обмоток Δ/Y_{H-11} для всіх потужностей трансформаторів, а Y/Y_{H-0} – для потужностей до 1000 кВА включно.

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Вихідні дані для самостійного опрацювання

Варіант, № п/п	Електроприймачі 6(10) кВ	Тип	Кількість л, шт	Номінальна потужність P_n , кВт	Коефіцієнт завантаження K_z	Коефіцієнт потужності $\cos\phi$	ККД $\eta_{ном}$, %	Число обертів n_2 , об/хв
1	Двигуни: асинхронні	АК	5	1600	0,8	0,82	85	3000
	синхронні	СДН	4	800	0,85	0,9 (вип)	90	
2	Двигуни: асинхронні	АК	5	1600	0,8	0,82	81	3000
	синхронні	СДН	5	1000	0,8	0,9 (вип)	91	
3	Двигуни: асинхронні	АК	4	1000	0,83	0,83	85	3000
	синхронні	СДН	4	1000	0,8	0,9 (вип)	95	
4	Двигуни: асинхронні	АК	4	1000	0,82	0,81	80	3000
	синхронні	СДН	3	1600	0,85	0,9 (вип)	90	
5	Двигуни: асинхронні	АК	4	1600	0,84	0,8	84	3000
	синхронні	СДН	5	1000	0,86	0,9 (вип)	93	
6	Двигуни: асинхронні	АК	4	1600	0,83	0,87	82	3000
	синхронні	СДН	3	1000	0,86	0,9 (вип)	95	
7	Двигуни: асинхронні	АК	4	1600	0,81	0,83	84	3000
	синхронні	СДН	6	1000	0,85	0,9 (вип)	97	
8	Двигуни: асинхронні	АК	6	1000	0,84	0,81	85	3000
	синхронні	СДН	4	1000	0,86	0,9 (вип)	91	
9	Двигуни: асинхронні	АК	6	1600	0,8	0,8	87	3000
	синхронні	СДН	5	1600	0,8	0,9 (вип)	93	
10	Двигуни: асинхронні	АК	6	1000	0,86	0,86	86	3000
	синхронні	СДН	6	1000	0,86	0,9 (вип)	96	

Таблиця В.2 – Характеристики конденсаторних установок на напругу 380 В

Тип конденсаторної установки	Напруга, кВ	Номінальна потужність Q_n , кВАр	Кількість ступеней, шт	Ступені, кВАр
УКРМ 0.4-25/3-5	0,4	25	3	5+10+10 (ETI+Novar)
УКРМ 0.4-50/10-4	0,4	50	4	5+10+15+20 (ETI+ Novar)
УКРМ 0.4-70/5-10	0,4	70	5	10+10+10+20+20 (ETI+Novar)
УКРМ 0.4-100/4-10	0,4	100	4	10+20+30+40 (ETI+Novar)
УКРМ 0.4 160/6-20	0,4	160	6	20+20+20+30+30+40 (ETI+Novar)
УКРМ 0.4 200/6-20	0,4	200	6	20+20+40+40+40+40 (ETI+Novar)
УКРМ 0.4-300/7-25	0,4	300	7	25+25+50+50+50+50+50 (ETI+Novar)
УКРМ 0.4-400/10-40	0,4	400	10	40x10 (ETI+Novar)

Таблиця В.3 – Характеристики автоматичних конденсаторних установок на напругу 6,3 та 10 кВ

Тип високовольтної конденсаторної установки УКРМ	Потужність установки КВАР	Потужність постійної частини, КВАР	крок регулювання	Габаритні розміри, мм			Маса, кг не більше		
				довжина	ширина	висота			
УКРМ-6,3 (10,5) -450 (2x225) У3	450		225	2770			907		
УКРМ-6,3 (10,5) -450-(3x150) У3			150				913		
УКРМ-6,3 (10,5) -750-(5x150) У3	750	-	225	4370			1233		
УКРМ-6,3 (10,5) -900-(4x225) У3	900	450	450				2770	1242	
УКРМ-6,3 (10,5) -900-(2x450) У3			300		955				
УКРМ-6,3 (10,5) -900-(3x300) У3			225	3470	1100				
УКРМ-6,3 (10,5) -900-(450 + 2x225) У3			150		1122				
УКРМ-6,3 (10,5) -900-(450 + 3x150) У3			225	3470	1128				
УКРМ-6,3 (10,5) -1125-(5x225) У3			450		1266				
УКРМ-6,3 (10,5) -1350-(3x450) У3	1125		225	3470			1145		
УКРМ-6,3 (10,5) -1350-(450 + 4x225) У3			450				1487		
УКРМ-6,3 (10,5) -1350-(900 + 2x225) У3	1350	450	450	3470	8250	1 830	1170		
УКРМ-6,3 (10,5) -1350-(450 + 3x300) У3			300				4170	1490	
УКРМ-6,3 (10,5) -1350-(900 + 2x225) У3			225	3470	1187				
УКРМ-6,3 (10,5) -1350-(900 + 3x150) У3			900		150	1193			
УКРМ-6,3 (10,5) -1500-(5x300) У3			1500	-	300	3670			1470
УКРМ-6,3 (10,5) -1800-(450x4) У3			1800	450	450	4170			1535
УКРМ-6,3 (10,5) -1800-(900 + 3x300) У3	300	4370			1552				
УКРМ-6,3 (10,5) -1800-(900 + 4x225) У3	900	3470			1235				
УКРМ-6,3 (10,5) -1800-(900 + 2x450) У3	450				1555				
УКРМ-6,3 (10,5) -1800-(1350 + 2x225) У3	1350	225			4170	1402			
УКРМ-6,3 (10,5) -1800-(1350 + 3x150) У3		150				1408			
УКРМ-6,3 (10,5) -2250-(5x450) У3	2250	-	450	3670			1545		
УКРМ-6,3 (10,5) -2250-(900 + 3x450) У3			900	4170	1600				

Тип високовольтної конденсаторної установки УКРМ	Потужність установки КВАР	Потужність постійної частини, КВАР	крок регулювання	Габаритні розміри, мм			Маса, кг не більше			
				довжина	ширина	висота				
УКРМ-6,3 (10,5) -2250-(1350 + 4x225) У3	2250	1350	225	5070	4170	4870	1737			
УКРМ-6,3 (10,5) -2250-(1350 + 2x450) У3			450	4170			1450			
УКРМ-6,3 (10,5) -2250-(1350 + 3x300) У3			300	5070			1595			
УКРМ-6,3 (10,5) -2250-(1800 + 2x225) У3		1800	225	4170			1467			
УКРМ-6,3 (10,5) -2250-(1800 + 3x150) У3			150				1473			
УКРМ-6,3 (10,5) -2700-(1350 + 3x450) У3		2700	1350	450			5070	4170	4870	1 640
УКРМ-6,3 (10,5) -2700-(1800 + 2x450) У3	1800				4170	1515				
УКРМ-6,3 (10,5) -2700-(1800 + 4x225) У3			225	5070	1 802					
УКРМ-6,3 (10,5) -2700-(1800 + 3x300) У3,	300				1660					
УКРМ-6,3 (10,5) -2700-(2250 + 2x225) У3	2250		225	4870	1 682					
УКРМ-6,3 (10,5) -2700-(2250 + 3x150) У3			150		1688					
УКРМ-6,3 (10,5) -3150-(1800 + 3x450) У3	3150		1800	450	5070	4870	4870			1705
УКРМ-6,3 (10,5) -3150-(2250 + 2x450) У3			2250		1730					
УКРМ-6,3 (10,5) -3150-(2700 + 2x225) У3		2700	225	1747						
УКРМ-6,3 (10,5) -3150-(2700 + 3x150) У3			150	1753						
УКРМ-6,3 (10,5) -3600-(2700 + 2x450) У3		3600	450	1795						

Таблиця Г.1 – Вихідні дані для самостійного опрацювання

варіант	кількість приєднань, $n_{пр}$	рівень 1 (ЕП)						рівень 2 (РП)					
		$I_{ном}, A$	$i_{пуск}, A$	$t_{пуск}, c$	$I_{K1}^{(1)}, kA$	$I_{K1}^{(3)}, kA$	довжина кабелю приєднання ЕП, м	I_M, A	$i_{пик}, A$	$t_{пик}, c$	$I_{K2}^{(1)}, kA$	$I_{K2}^{(3)}, kA$	довжина кабелю приєднання РП, м
1	5	95,6	390,5	3,4	1,36	2,2	1,5	525,8	690,5	5,0	3,12	3,8	10
2	4	64,6	387,6	3,3	1,58	2,4	2	301,2	458,8	5,0	3,36	4,1	12
3	4	89,1	290,1	3,2	1,42	2,3	2,5	438,5	555,3	5,0	3,25	3,95	14
4	3	38,5	231	3,2	1,73	2,25	3	205,6	366,6	5,3	3,26	3,85	16
5	5	146,7	440,1	3,1	1,52	2,6	3,5	456	681	6,8	3,65	4,2	18
6	3	54,8	301,4	3,0	1,45	2,7	4	278,6	362,6	5,3	2,45	2,98	20
7	3	23,1	138,6	3,8	1,26	1,95	2,5	169,5	211,2	5,2	2,36	3,12	22
8	6	149,9	449,7	3,7	3,23	1,85	3	530	780	7,3	7,4	8,25	24
9	3	45,6	250,8	3,6	2,1	2,85	3,5	287,6	395,6	5,3	3,2	4,1	26
10	3	47,8	286,8	3,6	2,25	2,9	4	326,7	491,1	5,6	3,2	4,15	28

продовження табл. Г.1

варіант	рівень 3 (ШМА)					
	I_M, A	$i_{пик}, A$	$t_{пик}, c$	$I_{K3}^{(1)}, kA$	$I_{K3}^{(3)}, kA$	довжина шинопроводу, м
1	2156	2452	6,8	8,2	9,5	30
2	2478	2980	6,9	8,1	10,3	35
3	3254	3875	6,9	8,3	10,5	40
4	2220	2646	7,0	6,25	9,2	45
5	3158	3895	7,1	9,19	11,18	50
6	1350	1593	7,0	6,5	8,7	30
7	1236	1785	7,1	5,12	7,15	35
8	2145	2696	7,0	5,25	6,98	40
9	2465	2925	7,1	5,13	7,19	45
10	3358	3995	7,1	9,19	11,18	50

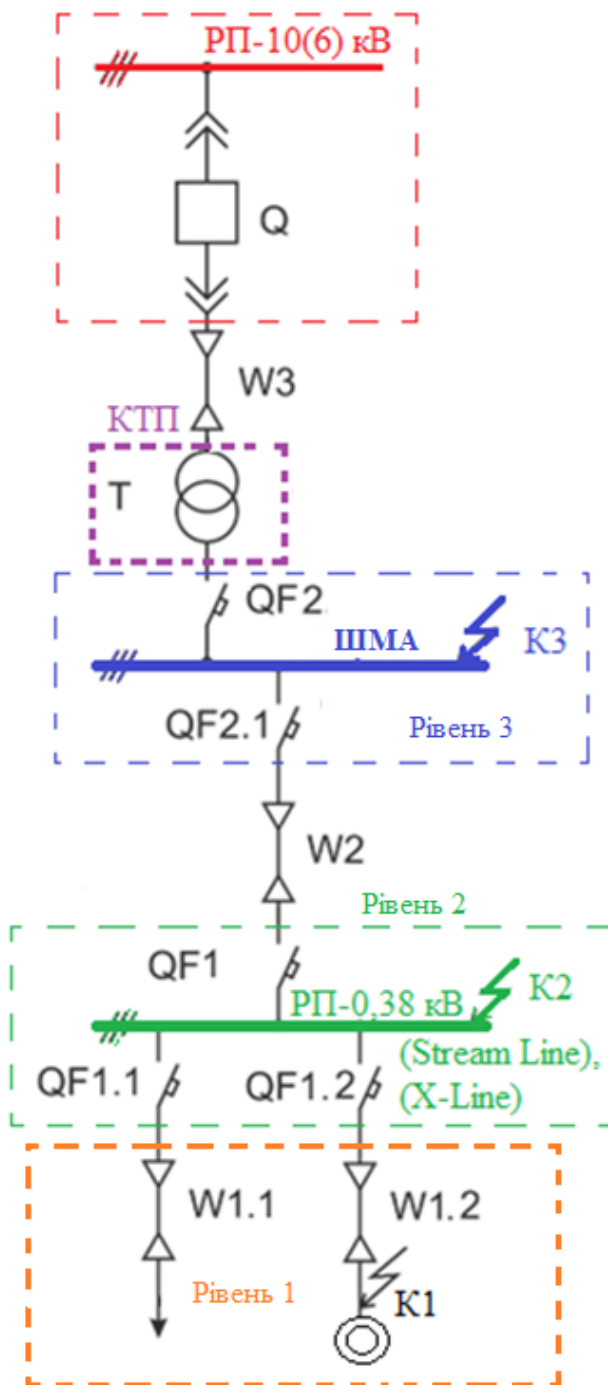


Рисунок Г.1 – Однолінійна схема «умовної» ділянки мережі 0,4-6 (10) кВ

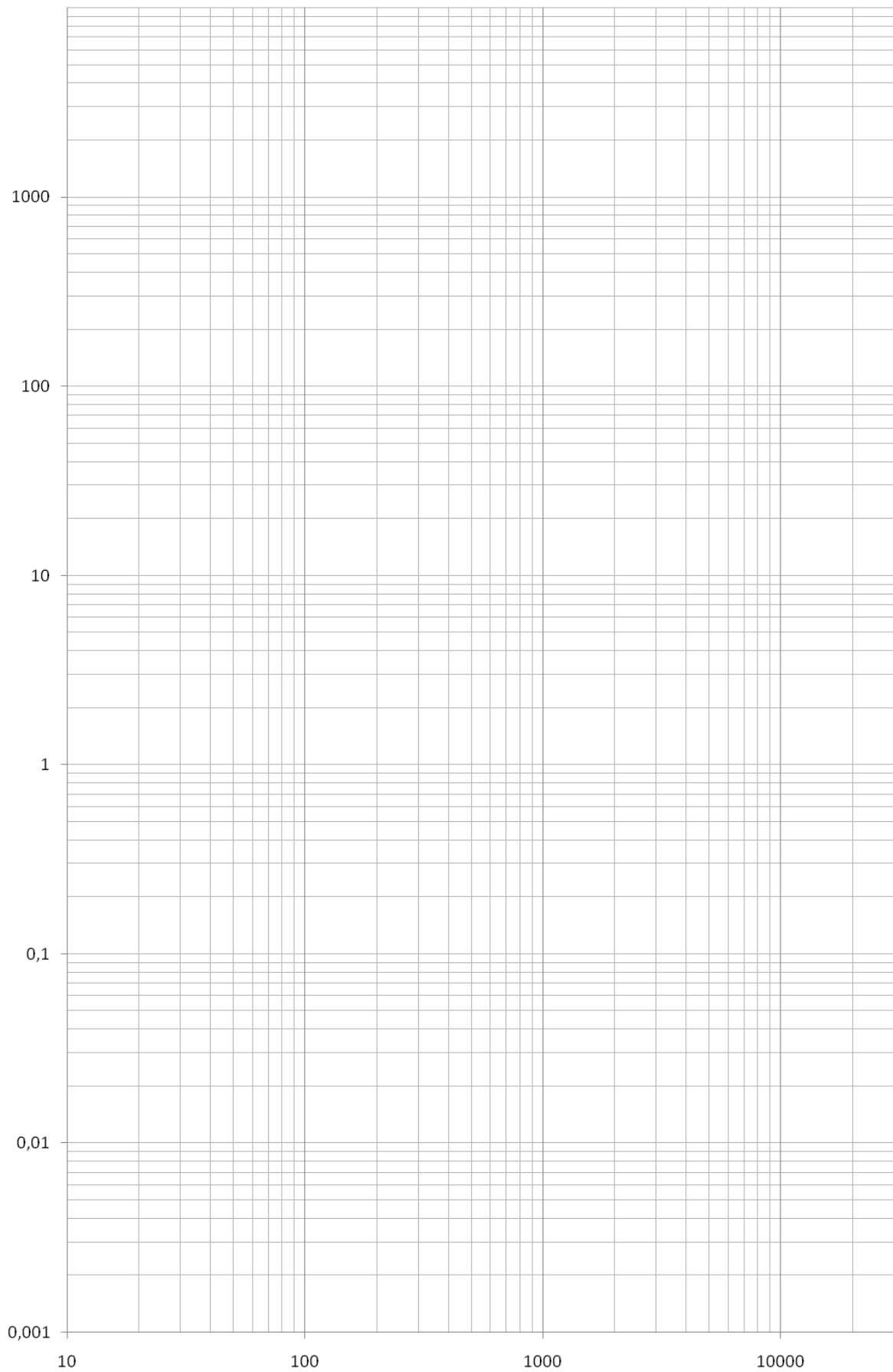


Рисунок Г.2 – Шаблон для побудови карти селективності



Навчально-методичне видання

**Наталія Юріївна Рухлова
Артем Володимирович Рухлов**

**СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ:
методичні рекомендації до виконання індивідуальних завдань**

самостійне електронне мережеве видання

Публікується в авторській редакції