

АНОТАЦІЯ

Пержар А.М. «Підвищення якості електропостачання Приватного акціонерного товариства «Маяк», м. Вінниця». Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електротехнічні системи електроспоживання». – Вінниця, ВНТУ, 2020 – 104 с.

Іл.: 17 .

Табл.: 19 .

Бібліогр.: 14 .

В магістерській кваліфікаційній роботі вирішено комплекс актуальних для ПАТ «Маяк» науково-прикладних задач – синтез оптимальної схеми електропостачання підприємства, виконані дослідження взаємозв'язку задач компенсації реактивної потужності і симетрування електричного режиму та запропоновані технічні рішення, що враховують ці взаємозв'язки. Отримані висновки підтверджуються розрахунками.

Ключові слова: Оптимальне рішення, математична модель, критерій ефективності, несиметрія напруги.

ANNOTATION

Perjar A.M. "Improving the quality of electricity supply of the Private Joint-Stock Company" Mayak ", Vinnytsia". Master's thesis in the specialty 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics", educational program - "Electrical power consumption systems". - Vinnytsia, VNTU, 2020 - 104 p.

Ill .:. 17

Table:.19

Bibliogr .14:.

The master's qualification solved a set of relevant for PJSC "Lighthouse" scientific and applied tasks - the synthesis of the optimal power supply scheme of the enterprise, performed studies of the relationship between reactive power compensation and electrical mode balancing and proposed technical solutions that take into account these relationships. The obtained conclusions are confirmed by calculations.

Keywords: Optimal solution, mathematical model, efficiency criterion, voltage asymmetry.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ANNOTATION

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Історична довідка та відомості про технологічні процеси

1.2 Відомості про електроприймачі та їх характеристика

1.3 Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2. ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

ПАТ «МАЯК»

2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства

2.2 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП

2.3 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах цехових ТП

2.4 Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

2.5 Розрахунок оптимального місця розташування ЦРП підприємства

2.6 Оптимальна компенсація реактивних навантажень підприємства

2.7 Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. РОБОТА БСК СИМЕТРИЧНОГО ВИКОНАННЯ В

УМОВАХ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ

3.1 Аналіз умов роботи БСК при несиметрії напруги

3.2 Необхідність контролю відхилень напруги по фазах

3.3 Обґрунтування критерію ефективності при прийнятті керуючих рішень

3.4 Математична модель, що забезпечує допустимі значення несиметрії напруги при керуванні БСК

3.5 Тестовий приклад розрахунку за розробленою математичною моделлю

3.6 Висновки до розділу 3

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ВИПУСКНОЇ РОБОТИ

4.1 Розрахунок чисельності обслуговуючого та ремонтного персоналу

4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

4.3 Розрахунок витрат підприємства на матеріали, що потрібні на всі види ремонтів та технічне обслуговування електрообладнання та електромереж

4.4 Визначення амортизаційних відрахувань та інших витрат

4.5 Розрахунок плати за електроенергію

4.6 Собівартість електроенергії

4.7 Висновки до розділу 4

РОЗДІЛ 5.

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

5.2.2 Склад повітря робочої зони

5.2.3 Виробниче освітлення

5.2.4 Виробничий шум

5.2.5 Виробничі вібрації

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

5.4 Висновки до розділу 5

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

Додаток А. Технічне завдання до магістерської кваліфікаційної роботи

Додаток Б. Вихідні дані для виконання магістерської випускної роботи

Додаток В. Демонстраційний матеріал до роботи

ВСТУП

Актуальність теми. ПАТ «Маяк» прийнято в експлуатацію ще в 80-тих роках минулого століття. На той час це було сучасне підприємство, яке повністю задовольняло всім вимогам: було встановлено сучасне технологічне та електрообладнання.

З того часу повністю змінились технології та номенклатура продукції, яка виготовляється на підприємстві. Частина виробничих площ передана іншим юридичним та фізичним особам, електроприймачі яких під'єднанні до мереж підприємства і отримують електроенергію на правах субабонентів. Зазначені обставини привели до зміни електричних навантажень, в даному випадку в сторону їх зниження. Вибране ще в 80-х роках електрообладнання та електричні мережі в багатьох випадках не відповідають електричним навантаженням, та параметрам як нормальних, так і аварійних режимів. Тому для ПАТ «Маяк» актуальною технічною задачею є підвищення якості електропостачання шляхом оптимізації самої системи електропостачання, що може бути досягнуто вибором:

- оптимальної кількості та потужності трансформаторів,
- оптимальних перерізів провідників електричних мереж,
- оптимального розміщення трансформаторних підстанцій,
- оптимальних потужностей пристроїв для оптимізації електричних режимів в системі електроспоживання, а також розробкою методу керування БСК із врахуванням реальних напруг у вузлах їх під'єднання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Робота виконувалася ВНТУ у рамках наукових досліджень, які проводяться на кафедрі ЕСЕЕМ

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є оптимізація електропостачання ПАТ «Маяк» шляхом прийняття оптимальних рішень з кількості та потужності трансформаторних підстанцій, оптимальних перерізів

ліній мереж підприємства, визначення оптимальних координат місця установки трансформаторних підстанцій та розрахувань оптимальних потужностей конденсаторних установок та розробка математичної моделі для їх керування в умовах несиметрії напруг.

Для досягнення поставленої мети необхідно, використовуючи математичні методи оптимізації, вирішити такі задачі:

- провести автоматизовані розрахунки оптимальних потужностей трансформаторів цехових підстанцій;
- провести автоматизовані розрахунки оптимальних перерізів ліній електропередач заводських мереж;
- провести розрахунки оптимальних потужностей батарей статичних конденсаторів в умовах несиметрії напруг в мережі.

Об'єкт дослідження – система електропостачання ПАТ «Маяк».

Предмет дослідження – електрообладнання підприємства та електричні режими в системі електропостачання.

Наукова новизна одержаних результатів.

Удосконалено електропостачання ПАТ «Маяк» шляхом автоматизованого вибору оптимальних потужностей трансформаторів цехових ТП, перерізів кабельних ліній та місця установки трансформаторних підстанцій, а розроблена математична модель на відміну від відомих моделей дозволяє виконати розрахунок керування БСК із врахуванням реальних напруг у вузлах їх під'єднання.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що реалізація отриманих рішень дозволить поліпшити якість електропостачання ПАТ «Маяк»: забезпечити відповідність характеристик елементів системи електропостачання нормальним та аварійним електричним режимам, зменшити втрати електроенергії, та виключити можливість отримання на підприємстві технічно-недопустимих керуючих рішень з компенсації реактивних навантажень за допомогою БСК.

Достовірність теоретичних положень магістерської кваліфікаційної роботи

підтверджується строгістю постановки задач, коректним застосуванням математичних методів, строгим виведенням аналітичних співвідношень.

Особистий внесок здобувача. Усі наукові положення та результати магістерської кваліфікаційної роботи, що виносяться на захист, отримані автором одноособово.

Апробація результатів роботи. Результати роботи доповідались на обласній науковій конференції в 2019 р., а тези доповідей опубліковані в матеріалах конференції:

Ю. А. Лобатюк, А. М. Пержар Основні тенденції розвитку системи smart grid Матеріали XLVIII науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2019) [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/index/pages/view/zbirn2019> Дата звернення: Черв. 2019

Обсяг і структура випускної кваліфікаційної роботи. Випускна кваліфікаційна робота складається із вступу, 5 розділів, списку використаних джерел і додатків, загальний обсяг роботи 104 сторінок, з яких основний зміст викладений на 80 сторінках друкованого тексту, містить 17 рисунків, 19 таблиць, список використаних джерел із 14 найменувань.

РОЗДІЛ 1. ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Історична довідка та відомості про технологічні процеси

ПАТ «Маяк» – підприємство машинобудівної промисловості і спеціалізується на виробництві побутових електроприладів. Завод «Маяк» займається виробництвом різної продукції під торговою маркою «Термія».

Історія підприємства розпочинається 21 липня 1969 року, коли розпочав роботу Вінницький завод радіотехнічної апаратури. Підприємство спеціалізувалося на виробництві комплектуючих для ЕОМ.

1991 рік — на базі заводу створено ВАТ «Маяк».

1997 рік — зареєстровано торгову марку «Термія», під якою випускається продукція заводу «Маяк».

23 березня 2012 року — підприємство реорганізовано в ПАТ «Маяк».

12 травня 2017 року — підприємство реорганізовано в ПАТ «Вінницький завод «Маяк».

Завод виробляє таку продукцію:

- Теплові гармати.
- Тепловентилятори.
- Теплові завіси.
- Електроконвектори.
- Електричні котли.
- Маслонаповнені електрорадіатори.
- Інфрачервоні обігрівачі.
- Плінтусні конвектори.
- Радіатори опалення.
- Електроплити.
- Пральні машини.

- Електродуховки.

Підприємство Маяк, крім основної діяльності з виготовлення продукції надає такі послуги:

- Сервісне та гарантійне обслуговування.
- Виробництво виробів, інструментальне виробництво.
- Повний комплекс лабораторних досліджень і випробувань.
- Оренда приміщень.
- Брокерські послуги.

В зв'язку із зміною продукції, що випускається, та технологічних процесів з'явилась можливість частину приміщень задавати в аренду. Тому на території колишнього Вінницького заводу радіотехнічної апаратури функціонують об'єкти окремих приватних підприємств, які споживають електроенергію від заводських ТП на правах субабонентів.

За характером технологічного процесу підприємство відноситься до складального виробництва, коли частина комплектуючих вузлів, що виготовляються на інших заводах, збираються, налагоджуються, випробовуються. На підприємстві використовуються ливарні технології, технології порошкової металургії та холодної обробки металів. В цілому за ступенем надійності електропостачання підприємство належить до II категорії.

Основне електрообладнання живиться напругою 380 В промислової частоти, умови приміщення – нормальні.

1.2 Відомості про електричні навантаження

Дані про електроспоживачів цехів підприємства наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Дані про електроспоживачів підприємства

№ п/п	Найменування цеху	$P_{вст}$	$K_{п}$	$\frac{\cos\varphi}{\operatorname{tg}\varphi}$	$\omega_{пит\ осв},$ кВт/м ²	F, м ²	Категор. за надій- ністю
1	Основні виробничі приміщення	800	0,7	0,7/1,02	0,016	20000	II
2	Збирально-монтажний	210	0,8	0,8/0,74	0,015	10118	II
3	Субабонент №1, Адмінкорпус	120	0,9	0,9/0,48	0,016	10000	III
4	Ремонтно-механічний	150	0,6	0,9/0,48	0,015	4000	II
5	Очисні споруди	22	0,8	0,8/0,75	0,017	850	III
6	Субабонент №2	380	0,8	0,8/0,74	0,018	2304	III
7	Відділ випробувань	180	0,7	0,8/0,74	0,017	3706	II
8	Нестандартного обладнання	200	0,6	0,8/0,74	0,019	4705	III
9	Тарно-пакувальний	40	0,6	0,7/1,02	0,017	3889	III
10	Субабонент №3	100	0,9	0,85/0,62	0,014	3706	III
11	Друкарня	80	0,7	0,8/0,74	0,019	7624	III
12	Термопластавтоматів	650	0,8	0,8/0,74	0,024	4151	II
13	КСК „Маяк”	40	0,9	0,85/0,62	0,016	882	III
14	Субабонент №4	200	0,7	0,8/0,74	0,012	14082	III

Підприємство може отримувати електроенергію від районної підстанції „Західна” 110/10 кВ, для якої потужність короткого замикання на шинах 110 кВ становить 100 МВА. На підстанції встановлено два трансформатора типу ТДТНГ 20000/110. Віддаль від підприємства до підстанції становить 0,85 км. Вхідна реактивна потужність, що встановлена енергопостачальною компанією для споживання ПАТ «Маяк» в години максимальних навантажень в системі становить 300 квар.

1 Висновки до розділу 1

1. Діюча система електропостачання не відповідає електричним навантаженням, які змінилися у зв'язку із зміною технології виробництва, номенклатури продукції, що виробляється на підприємстві.

2. На підприємстві експлуатується електрообладнання яке є морально та фізично застарілим, що позначається на техніко-економічних характеристиках роботи енергогосподарства підприємства.

РОЗДІЛ 2.
ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПАТ «Маяк»

2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Методом коефіцієнту попиту[3] розрахуємо навантаження як окремих виробничих об'єктів, так і підприємства, що необхідно для вибору електрообладнання і електричних мереж. Метод дозволяє провести цей розрахунок із врахуванням силового і освітлювального навантаження

Навантаження цехів і підприємства як середні, так і розрахункові визначаються за допомогою наведених далі формул.

Розрахункове освітлювальне активне навантаження і-того цеху:

$$P_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot P_{номи} \cdot K_{праi}, \quad (2.1)$$

де K_{noi} – коефіцієнт попиту для і-го цеху;

$P_{номи}$ – питома густина для і-того цеху, кВт/м²;

F_i – площа і-того цеху, м²;

$K_{праi}$ – коефіцієнт втрат в пуско-регулюючій апаратурі, характерний для і-того цеху.

Розрахункове реактивне навантаження системи освітлення і-того цеху:

$$Q_{poi} = F_i \cdot K_{noi} \cdot P_{номи} \cdot K_{праi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{oi}, \quad (2.2)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_{oi}$ – коефіцієнт реактивної потужності освітлення і-того цеху.

Середнє активне навантаження і-того цеху:

$$P_{ci} = K_{ві} \cdot P_{номи} + P_{poi}, \quad (2.3)$$

де $P_{номи}$ – номінальна потужність електроприймачів і-того цеху, кВт.

$K_{ві}$ – коефіцієнт використання для і-того цеху;

Середнє реактивне навантаження для і-того цеху:

$$Q_{ci} = P_{номі} \cdot K_{ei} \cdot tg\varphi_i + Q_{poi}, \quad (2.4)$$

Повне середнє навантаження і-того цеху:

$$S_{ci} = \sqrt{P_{ci}^2 + Q_{ci}^2}. \quad (2.5)$$

Активне розрахункове навантаження і-того цеху

$$P_{pi} = P_{ni} \cdot K_{ni} + P_{poi}, \quad (2.6)$$

де K_{ni} – коефіцієнт попиту і-того цеху.

Реактивне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$Q_{pi} = P_{ni} \cdot K_{ni} \cdot tg\varphi_i + Q_{poi}. \quad (2.7)$$

Повне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}. \quad (2.8)$$

Розрахунковий струм і-того цеху:

$$I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.9)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга, кВ.

Навантаження всіх цехів:

$$P_{po\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{poi}; \quad (2.10)$$

$$Q_{po\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{poi}; \quad (2.11)$$

$$P_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{ci}; \quad (2.12)$$

$$Q_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{ci}; \quad (2.13)$$

$$P_{p\Sigma} = K_o \cdot \sum_{i=1}^N (P_{номі} \cdot K_{ni}) + P_{po\Sigma}; \quad (2.14)$$

$$Q_{p\Sigma} = K_o \cdot \sum_{i=1}^N (P_{номі} \cdot K_{ni} \cdot tg\varphi_i) + Q_{po\Sigma}, \quad (2.15)$$

де K_o – коефіцієнт одночасності [3];

N – кількість цехів.

Повне (сумарне) навантаження:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}; \quad (2.16)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}. \quad (2.17)$$

Сумарний струм:

$$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.18)$$

Питома густина навантаження і-того цеху:

$$\rho_i = \frac{S_{pi}}{F_i}. \quad (2.19)$$

Питома густина навантаження підприємства в цілому:

$$\rho_\Sigma = \frac{S_{p\Sigma}}{F_\Sigma}. \quad (2.20)$$

Результати такого розрахунку наведені в електронній таблиці (рис. 2.1).

2.2 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП

Виконаємо вибір трансформаторів із дотриманням таких вимог:

- показником оптимальності при виборі трансформаторів ТП використаємо річні приведені затрати на підстанцію;
- кількість стандартних потужностей трансформаторів ТП на підприємстві не повинна бути більшою за дві (максимум 3).

2							U= 0,38															
3			Дані сили				Світло				Середні навантаження			Розрах. Нав.				ρ кВА/м ²				
4	№	Найменування цехів	Pn кВт	cos	tg	Kп	Kв	Площа м ²	Kco	Rпгг кВт/м ²	Kпра	tgφ0	Qмо квар	Ppo кВт	Pc кВт	Qc квар	Sc кВА		Pp кВт	Qp квар	Sp кВА	Ip, А
5	1	Основні виробничі приміщення	800	0,7	1,02	0,7	0,2	20000,00	0,80	0,004	1,20	0,48	36,86	76,80	236,80	200,10	310,02	636,80	608,18	880,57	1337,88	0,044
6	2	Збирально-монтажний цех	200	0,65	1,17	0,8	0,4	10118,00	0,85	0,007	1,10	0,48	31,79	66,22	146,22	125,32	192,58	226,22	218,85	314,76	478,22	0,0311
7	3	Субабонент №1 Админкорпус	120	0,8	0,75	0,9	0,5	10000,00	0,80	0,008	1,10	0,48	33,79	70,40	130,40	78,79	152,36	178,40	114,79	212,14	322,31	0,0212
8	4	Ремонтно-механічний цех	150	0,9	0,48	0,6	0,35	4000,00	0,85	0,005	1,10	0,48	8,08	16,83	69,33	33,51	77,00	106,83	51,67	118,67	180,30	0,0297
9	5	Очисні споруди	22	0,8	0,75	0,8	0,55	850,00	0,85	0,003	1,10	0,48	1,14	2,38	14,48	10,22	17,73	19,98	14,34	24,60	37,38	0,0289
10	6	Субабонент №2	380	0,85	0,62	0,8	0,5	2304,00	0,70	0,006	1,10	0,48	5,11	10,64	200,64	122,86	235,27	314,64	193,51	369,39	561,23	0,1603
11	7	Відділ випробувань	180	0,8	0,75	0,7	0,45	3706,00	0,90	0,005	1,10	0,48	8,81	18,34	99,34	69,56	121,27	144,34	103,31	177,50	269,69	0,0479
12	8	Цех нестандартного обладнання	200	0,8	0,75	0,6	0,7	4705,00	0,80	0,009	1,10	0,48	17,89	37,26	177,26	122,89	215,69	157,26	107,89	190,71	289,76	0,0405
13	9	Тарно-пакувальний цех	40	0,7	1,02	0,6	0,3	3889,00	0,85	0,003	1,10	0,48	5,24	10,91	22,91	17,48	28,82	34,91	29,72	45,85	69,66	0,0118
14	10	Субабонент №4	100	0,85	0,62	0,9	0,55	3706,00	0,85	0,007	1,10	0,48	11,64	24,26	79,26	45,73	91,50	114,26	67,42	132,66	201,56	0,0358
15	11	Друкарня	80	0,8	0,75	0,7	0,45	7624,00	0,90	0,010	1,10	0,48	36,23	75,48	111,48	63,23	128,16	131,48	78,23	152,99	232,45	0,0201
16	12	Цех термопластавтоматів	650	0,8	0,75	0,8	0,2	4151,00	0,85	0,006	1,20	0,48	12,19	25,40	155,40	109,69	190,22	545,40	402,19	677,66	1029,60	0,1633
17	13	КСК "Маяк"	40	0,85	0,62	0,9	0,50	882,00	0,80	0,005	1,10	0,48	1,86	3,88	23,88	14,26	27,81	39,88	24,17	46,64	70,85	0,0529
18	14	Субабонент №5	200	0,8	0,75	0,7	0,25	14082,00	0,80	0,003	1,10	0,48	17,84	37,18	87,18	55,34	103,26	177,18	122,84	215,60	327,57	0,0153
19	Всього по підприємству		3162				0,34	90017,00					228,48	475,99	1554,59	1068,97	1886,65	2710,01	2041,68	3393,03	5155,17	0,0377

Рисунок 2.1 – Розрахунок навантажень окремих виробничих підрозділів і підприємства в цілому

Вибір ТП виконаємо із врахуванням питомої густини навантаження. За рекомендаціями [1] при питомій густині навантаження до $0,2 \text{ кВА/м}^2$ мають вибиратися трансформатори потужністю до 1000 кВА , а при густині навантаження $0,2-0,3 \text{ кВА/м}^2$ – потужністю 1600 кВА , а якщо більше $0,3 \text{ кВА/м}^2$ – 2500 кВА .

Сумарна питома густина навантаження, що отримана проведенням розрахунком становить $\sum \rho_0 = 0,13 \text{ кВА/м}^2$ керуючись рекомендаціями [1] розподіл об'єктів підприємства проведемо для трансформаторів потужністю 1000 кВА . За результатами розрахунку навантажень для підприємства необхідно вибрати три двотрансформаторних підстанції. Створюємо табличну форму розрахунку навантаження кожної ТП (рис. 2.2).

В математичній моделі вибору оптимальної потужності ТП за керовану змінну в прийнята потужність трансформаторів – S_T . Множину достимих значень формують стандартні потужності трансформаторів S_T . Цільова функція, яка аналітично описує показник ефективності будь-якого рішення в процесі пошуку оптимальної потужності трансформатора – річні приведені затрати. Цільова функція встановлює аналітичний зв'язок критерія ефективності і змінних.

$$Z(S_T) = (E_e + E_a) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + \left[\Delta P_{xx}(S_T) \cdot k_T + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot \frac{S_{ТП}^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right] \cdot t \cdot \tau \rightarrow \min_{S_T \in S_{СТ}} \quad (2.21)$$

Обмеження математичної моделі:

$$\begin{aligned} S_T \cdot k_T \cdot k_H &\geq S_{ТП\text{см}} \\ k_T > 1 &\Rightarrow S_T \cdot k_{па} \geq S_{ТПр} \cdot k_{ппа}, \\ S_T &\in S_{СТ} \end{aligned} \quad (2.22)$$

де $S_{СТ}$ – множина стандартних потужностей трансформаторів;

E_e – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

E_a – амортизаційний коефіцієнт відрахувань;

$S_{ТП\text{см}}$ – середня потужність трансформаторної підстанції;

$S_{ТПр}$ – розрахункова потужність трансформаторної підстанції;

$k_{ТП}(S_T, k_T)$ – капіталовкладення в трансформаторну підстанцію.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2		№ ТП	Номер цеху	Розрахункова активна потужність P_p , кВт	Розрахункова реактивна потужність Q_p , квар	Повна розрахункова потужність S_p , кВА	Середня активна потужність P_c , кВт	Середня реактивна потужність Q_c , квар	Повна середня потужність S_c , кВА	Кількість трансформаторів в ТП
3		ТП1	6	314,64	193,51	369,39	200,64	122,86	235,27	2
4			7	144,34	103,31	177,50	99,34	69,56	121,27	
5			8	157,26	107,89	190,71	177,26	122,89	215,69	
6			9	34,91	29,72	45,85	22,91	17,48	28,82	
7			13	39,88	24,17	46,64	23,88	14,26	27,81	
8			14	177,18	122,84	215,60	87,18	55,34	103,26	
9			Всього по ТП1	868,22	581,44	1044,93	611,22	402,38	731,78	
10			ТП2	2	226,22	218,85	314,76	146,22	125,32	
11		10		114,26	67,42	132,66	79,26	45,73	91,50	
12		11		131,48	78,23	152,99	111,48	63,23	128,16	
13		12		545,40	402,19	677,66	155,40	109,69	190,22	
14		Всього по ТП2		1017,36	766,69	1273,91	492,36	343,97	600,61	
15		ТП3	1	636,80	608,18	880,57	236,80	200,10	310,02	2
16			5	19,98	14,34	24,60	14,48	10,22	17,73	
17			4	106,83	51,67	118,67	69,33	33,51	77,00	
18			3	178,40	114,79	212,14	130,40	78,79	152,36	
19			Всього по ТП3	942,01	788,98	1228,77	451,01	322,61	554,52	

Рисунок 2.2 – Формування навантаження ТП підприємства

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат														
2	Економічні характеристики														
3	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo =	560,895			
4	Коефіцієнт ефективності капітоловкладень										Ee =	0,1			
5	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea =	0,036			
6	ТП1														
7	Дані нормального режиму														
8	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1044,93			
9	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	731,78			
10	Кількість трансформаторів										кТ=	2			
11	Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі										Кн=	1			
12	Дані післяварійного режиму														
13	Допустимий коефіцієнт навантаження в післяварійному режимі										Кпа =	1,3			
14	Доля навантаження в післяварійному режимі										Кнпа =	0,8			
15															
16	*	St кВА	ΔPкз кВт	ΔPxx кВт	Ктп, тис.грн.	Е*К, тис.грн.	ΔPэм кВт	ΔPпс кВт	ΔP кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн	X	кТ*Кн*St >=Sc	кпа*St >= кнпа*Sp	*
17		63	1,28	0,24	95,78	13,02608	176,0652	0,48	176,5452	99,02335		-	-	-	
18		100	1,97	0,33	101,71	13,83256	107,5501	0,66	108,2101	60,69453		-	-	-	
19		160	3,1	0,51	109,45	14,8852	66,1099	1,02	67,1299	37,65282		-	-	-	
20		250	4,2	0,74	119,46	16,24656	36,68716	1,48	38,16716	21,40777		-	-	-	
21		400	5,9	0,95	143,38	19,49968	20,13153	1,9	22,03153	12,35738		-	+	-	
22		630	8,5	1,31	159,53	21,69608	11,69183	2,62	14,31183	8,027435		-	+	-	
23	V	1000	10,5	2,1	188,23	25,59928	5,732368	4,2	9,932368	5,571016	31,1703	1000	+	+	V
24		1600	18	2,8	234	31,824	3,838639	5,6	9,438639	5,294086	37,11809	1600	+	+	
25		2500	23,5	3,85	267,73	36,41128	2,052734	7,7	9,752734	5,47026	41,88154	2500	+	+	
26															
27	Мінімальні затрати, грн										Зmin=	31,1703			
28	Оптимальна потужність трансформатора, кВА										St*=	1000			
29	Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора										кз*=	0,522465			

Рисунок 2.3 – Розрахунок оптимальної потужності ТП1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат														
2	Економічні характеристики														
3	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo =	560,895			
4	Коефіцієнт ефективності капітоловкладень										Ee =	0,1			
5	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea =	0,036			
6	ТП2														
7	Дані нормального режиму														
8	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1273,91			
9	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	600,61			
10	Кількість трансформаторів										кт=	2			
11	Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі										Кн=	1			
12	Дані післяаварійного режиму														
13	Допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі										Кпа =	1,3			
14	Доля навантаження в післяаварійному режимі										Кппа =	0,8			
15															
16	*	St кВА	ΔPкз кВт	ΔPxx кВт	Ктп, тис.грн.	Е*К, тис.грн.	ΔPзм кВт	ΔPпс кВт	ΔP кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн	Х	кт*кн*St >=Sc	кпа*St>= кппа*Sp	*
17		63	1,28	0,24	95,78	13,02608	261,6817	0,48	262,1617	147,0452		-	-	-	
18		100	1,97	0,33	101,71	13,83256	159,8493	0,66	160,5093	90,02884		-	-	-	
19		160	3,1	0,51	109,45	14,8852	98,2576	1,02	99,2776	55,68431		-	-	-	
20		250	4,2	0,74	119,46	16,24656	54,52726	1,48	56,00726	31,41419		-	-	-	
21		400	5,9	0,95	143,38	19,49968	29,92102	1,9	31,82102	17,84825		-	+	-	
22		630	8,5	1,31	159,53	21,69608	17,3773	2,62	19,9973	11,21638		-	+	-	
23	V	1000	10,5	2,1	188,23	25,59928	8,519885	4,2	12,71988	7,13452	32,7338	1000	+	+	V
24		1600	18	2,8	234	31,824	5,70528	5,6	11,30528	6,341075	38,16507	1600	+	+	
25		2500	23,5	3,85	267,73	36,41128	3,05093	7,7	10,75093	6,030143	42,44142	2500	+	+	
26															
27	Мінімальні затрати, грн										Зmin=	32,7338			
28	Оптимальна потужність трансформатора, кВА										St*=	1000			
29	Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора										кз*=	0,636953			

Рисунок 2.4 – Розрахунок оптимальної потужності ТП2

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат														
2	Економічні характеристики														
3	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo =	560,895			
4	Коефіцієнт ефективності капітоловкладень										Ee =	0,1			
5	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea =	0,036			
6	ТПЗ														
7	Дані нормального режиму														
8	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1228,77			
9	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	554,52			
10	Кількість трансформаторів										кТ=	2			
11	Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі										Кн=	1			
12	Дані післяаварійного режиму														
13	Допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі										Кпа =	1,3			
14	Доля навантаження в післяаварійному режимі										Кпап =	0,8			
15															
16	*	St кВА	ΔРкз кВт	ΔРхх кВт	Ктп, тис.грн.	Е*К, тис.грн.	ΔРзм кВт	ΔРпс кВт	ΔР кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн	Х	кТ*Кн*St >=Sc	кпа*St >= кпап*Sp	*
17		63	1,28	0,24	95,78	13,02608	243,4683	0,48	243,9483	136,8294		-	-	-	
18		100	1,97	0,33	101,71	13,83256	148,7235	0,66	149,3835	83,78848		-	-	-	
19		160	3,1	0,51	109,45	14,8852	91,41873	1,02	92,43873	51,84842		-	-	-	
20		250	4,2	0,74	119,46	16,24656	50,73209	1,48	52,21209	29,2855		-	-	-	
21		400	5,9	0,95	143,38	19,49968	27,83848	1,9	29,73848	16,68016		-	+	-	
22		630	8,5	1,31	159,53	21,69608	16,16781	2,62	18,78781	10,53799		-	+	-	
23	V	1000	10,5	2,1	188,23	25,59928	7,926889	4,2	12,12689	6,801911	32,40119	1000	+	+	V
24		1600	18	2,8	234	31,824	5,308185	5,6	10,90818	6,118346	37,94235	1600	+	+	
25		2500	23,5	3,85	267,73	36,41128	2,838581	7,7	10,53858	5,911037	42,32232	2500	+	+	
26															
27	Мінімальні затрати, грн										Зmin=	32,40119			
28	Оптимальна потужність трансформатора, кВА										St*=	1000			
29	Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора										кз*=	0,614387			

Рисунок 2.5 – Розрахунок оптимальної потужності ТПЗ

2.3 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах ЦТП

Вибір зовнішньої лінії живлення потрібно виконувати враховуючи втрати потужності (активні та реактивні) в трансформаторах ТП. По лініях 10 кВ підприємства протікають потужності навантаження, а також потужності втрат в трансформаторах ТП, які мають місце при їх роботі. Для цього виконаємо їх розрахунок, результати якого зведені на рис. 2.6.

Активні втрати:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.23)$$

Реактивні втрати [5]:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.24)$$

	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1											
2	$\Delta P_{кз},$ кВт	$I_{xx}, \%$	$U_{к}, \%$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$	$\Delta P_{тр},$ кВт	$\Delta Q_{тр},$ квар	$\Delta S_{тр},$ кВА	$P, \text{кВт}$	$Q, \text{квар}$
3	10,5	1,4	6	868,2187	581,443	1044,93	9,932368	60,75639	61,5629	878,1511	642,1993
4	10,5	1,4	6	1017,36	766,6904	1273,905	12,71988	76,68505	77,73283	1030,08	843,3755
5	10,5	1,4	6	942,0143	788,9821	1228,773	12,12689	73,29651	74,29293	954,1411	862,2786
6				2827,593	2137,115		34,77914	210,738	213,5886	2862,372	2347,853

Рисунок 2.6 – Втрати потужності в трансформаторах ТП, отримані розрахунком

2.4 Розрахунок оптимальних перерізів кабельних ліній

Живлення підприємства виконаємо кабельними лініями, враховуючи те, що воно знаходиться в межах міста. Оскільки ПАТ «Маяк» відноситься до 2-ої категорії споживачів за надійністю електропостачання, то зовнішнє електропостачання виконаємо двокабельною лінією напругою 10 кВ. Живлення буде виконуватись від підстанції 110/10 кВ «Західна», а вибір перерізів кабелів зробимо по загальній потужності підприємства.

Переріз кожної лінії, що живить цехові трансформаторні підстанції (від ЦРП підприємства) повинен вибиратись по відповідній потужності.

Вибір оптимального перерізів кабельних ліній напругою 10кВ виконаємо за допомогою Excel, створивши електронні таблиці (рис. 2.7–2.10).

Для вибору перерізів кабельних ліній 10 кВ скористаємось математичною моделлю, в якій реалізовані всі вимоги до такого вибору [6].

Цільова функція математичної моделі описує прийнятий критерій – річні приведені затрати. Множина доступних рішень формується множиною стандартних перерізів кабельних ліній 10 кВ. Керованою змінною, числове значення якої необхідно визначити, є переріз кабельних ліній (мм²).

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(x) = [(E_e + E_a) \cdot K_0(x) + 3 \cdot I_l^2 \cdot r_0(x) \cdot t \cdot \tau] \cdot L \cdot k_l \rightarrow \min_{x \in X_{cm}} \\ x \geq x_{\text{дон}} \equiv k_{\text{дон}} \cdot I_{\text{дон}}(x) \geq I_l \\ x \geq x_{\text{дон}} \equiv k_{na} \cdot I_{\text{дон}}(x) \geq I_l \cdot k_l \cdot k_{нна} \\ \Delta U_n(x) \leq \Delta U_{\text{дон}} \\ \Delta U_{na}(x) \leq \Delta U_{\text{дон}} \\ x \geq x_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}}{C} \\ x \in X_{cm} \end{array} \right. \quad (2.25)$$

де $B_{кл}(x)$ – витрати в кабельних ліній;

$k_0(x)$ – питома вартість кабельних ліній;

$B_v(x)$ - річна вартість втрат електричної енергії в кабельних лініях;

I_l – струм однієї лінії;

$I_{\text{дон}}(x)$ – допустимий струм за ПУЕ по перерізу;

$\Delta U_n(x)$ – втрати напруги в лінії в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{na}(x)$ – втрати напруги в лінії перерізом x в після аварійному режимі;

$\Delta U_{\text{дон}}$ – допустимі втрати напруги;

$K_{\text{дон}}(x)$ - коефіцієнт допустимого навантаження;

$k_{\text{дон}}$ – коефіцієнт допустимого навантаження, $k_{\text{дон}} = k_{\Pi} \cdot k_c$;

k_{Π} – коефіцієнт прокладки, $k_{\Pi}=1$, [3];

k_c – коефіцієнт середовища, за даними [3] $k_c=1$;

k_{na} – максимальний допустимий коефіцієнт навантаження кабельних ліній;

$x_{кз}$ – мінімальний переріз лінії за умов термічної дії струмів к. з.;

t_n – приведений час к. з. (с) $\approx 1,5$ с;

$I_{кз}$ – струм к. з. на початку лінії;

C – тепловий коефіцієнт $\frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$, [6].

Отримані результати розрахунків зведені в таблиці 2.7 – 2.10.

2.5 Розрахунок оптимального місця розташування ЦРП підприємства

Оптимальним місцем розташування ЦРП вважається точка на плані підприємства, що забезпечує мінімальні втрати активної потужності в розподільних мережах 10 кВ підприємства. Центр електричних навантажень (ЦЕН) може бути розрахованим і для цього треба побудувати картограму навантажень. Картограма електричних навантажень – це умовний генплан підприємства, в якому на площі окремих об'єктів в певному масштабі наносяться навантаження всіх об'єктів підприємства (навантаження силове і освітлювальне) у вигляді кіл. Радіуси кіл визначається за формулою [2]:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi m}}, \quad (2.26)$$

де- m - масштаб картограми навантажень, $\frac{кВТ}{мм^2}$, $m=0,05$;

$\pi=3,14$.

1	Вибір оптимального перерізу зовнішньої живлячої КЛ																	
2	Економічні характеристики																	
3	Питома вартість втрат, грн/кВт												Bo=	560,895				
4	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень												Ee=	0,1				
5	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію												Ea=	0,04				
6	Дані нормального режиму																	
7	Напруга, кВ												U =	10				
8	Активна розрахункова потужність споживача, кВт												P =	2862,3719				
9	Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр												Q =	2347,8534				
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А												Ip =	106,87				
11	Коефіцієнт допустимого навантаження												Kдоп =	1,00				
12	Допустима втрата напруги в КЛ, %												dUдоп =	5				
13	Кількість кабелів												k =	2				
14	Довжина лінії, км												L =	2,5				
15	Дані аварійного режиму																	
16	Струм КЗ на початку лінії, кА												Iкз =	3,0386856				
17	Приведений час КЗ, с												tn =	1,5				
18	Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2												C =	90				
19	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2												Fкз =	41,35				
20																		
21	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі												Kпа =	1,25				
22	Доля навантаження в післяаварійному режимі												Kпап =	0,8				
23	Допустима втрата напруги в КЛ, %												dUпадоп =	5				
24																		
25	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Ko, т.грн/км	Iдоп, А	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	K, т.грн	E*к, т.грн	Bв, т.грн	Z, т.грн	X	Kдоп*Iдоп оп >= Ip	n*Iдоп >= Kпап*k*	dUn <= dUдоп	dUpa <= dUпадоп	F >= Fкз
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	11,45	18,32	531,09	47,69	6,68	297,89	-	-----	-	-	-	-	-
27	16	1,94	0,113	13,784	75	7,27	11,64	332,36	68,92	9,65	186,42	-	-----	-	-	-	-	-
28	25	1,24	0,099	19,854	90	4,73	7,56	212,44	99,27	13,90	119,15	-	-----	-	-	+	-	-
29	35	0,89	0,095	25,953	115	3,46	5,54	152,47	129,77	18,17	85,52	-	-----	+	-	+	-	-
30	50	0,62	0,09	36,927	140	2,48	3,97	106,22	184,64	25,85	59,58	85,43	50	+	+	+	+	+
31	70	0,443	0,086	50,501	165	1,84	2,94	75,89	252,51	35,35	42,57	77,92	70	+	+	+	+	+
32	v 95	0,326	0,083	65,451	205	1,41	2,26	55,85	327,26	45,82	31,33	77,14	95	+	+	+	+	+
33	120	0,258	0,081	82,823	240	1,16	1,86	44,20	414,12	57,98	24,79	82,77	120	+	+	+	+	+
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,97	1,55	35,29	510,55	71,48	19,80	91,27	150	+	+	+	+	+
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,82	1,32	28,61	687,40	96,24	16,05	112,28	185	+	+	+	+	+
36	Мінімальні затрати, тис.грн										Змін	77,14						
37	Оптимальний переріз КЛ, мм^2										Хопт	95						

Рисунок 2.7 – Розрахунок оптимального перерізу лінії ТП «Західна» – ЦРП

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Вибір оптимального перерізу КЛ1																	
2	Економічні характеристики																	
3	Питома вартість втрат, грн/кВт															Bo=	560,895	
4	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень															Ee=	0,1	
5	Коефіцієнт відраховувань на амортизацію															Ea=	0,04	
6	Дані нормального режиму																	
7	Напруга, кВ															U=	10	
8	Активна розрахункова потужність споживача, кВт															P=	878,1511	
9	Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр															Q=	642,1993	
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А															Ip=	31,41	
11	Коефіцієнт допустимого навантаження															Kдоп=	0,92	
12	Допустима втрата напруги в КЛ, %															dUдоп=	5	
13	Кількість кабелів															k=	2	
14	Довжина лінії, км															L=	0,5	
15	Дані аварійного режиму																	
16	Струм КЗ на початку лінії, кА															Iкз=	2,576205	
17	Приведений час КЗ, с															tn=	1,5	
18	Тепловий коефіцієнт C, (A°c^(1/2))/мм²															C=	90	
19	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм²															Fкз=	35,06	
20																		
21	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі															Kпа=	1,2	
22	Доля навантаження в післяаварійному режимі															Kпа=	0,8	
23	Допустима втрата напруги в КЛ, %															dUпадоп=	5	
24																		
25	F, мм²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	KO, т.грн/км	Iдоп, А	dUn, %	dUna, %	dP, кВт	K, т.грн	E°K, т.грн	Вс, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп°Idоп >= Ip	Kпа°Kдоп°Iдоп >= p	dUn <= dUдоп	dUna <= dUпадоп	F >= Fкз
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,70	1,12	9,17	9,54	1,34	5,14	-	-----	+	+	+	+	-
27	16	1,94	0,113	13,784	75	0,44	0,71	5,74	13,78	1,93	3,22	-	-----	+	+	+	+	-
28	25	1,24	0,099	19,854	90	0,29	0,46	3,67	19,85	2,78	2,06	-	-----	+	+	+	+	-
29	35	0,89	0,095	25,953	115	0,21	0,34	2,63	25,95	3,63	1,48	-	-----	+	+	+	+	-
30	v 50	0,62	0,09	36,927	140	0,15	0,24	1,83	36,93	5,17	1,03	6,20	50	+	+	+	+	+
31	70	0,443	0,086	50,501	165	0,11	0,18	1,31	50,50	7,07	0,74	7,81	70	+	+	+	+	+
32	95	0,326	0,083	65,451	205	0,08	0,14	0,96	65,45	9,16	0,54	9,70	95	+	+	+	+	+
33	120	0,258	0,081	82,823	240	0,07	0,11	0,76	82,82	11,60	0,43	12,02	120	+	+	+	+	+
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,06	0,09	0,61	102,11	14,30	0,34	14,64	150	+	+	+	+	+
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,05	0,08	0,49	137,48	19,25	0,28	19,52	185	+	+	+	+	+
36	Мінімальні затрати, тис.грн										Змін	6,20						
37	Оптимальний переріз КЛ, мм²										Хопт	50						

Рисунок 2.8 – Розрахунок оптимального перерізу лінії ЦРП – ТП1

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Вибір оптимального перерізу КЛ2																	
2	Економічні характеристики																	
3	Питома вартість втрат, грн/кВт															Bo=	560,895	
4	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень															Ee=	0,1	
5	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію															Ea=	0,04	
6	Дані нормального режиму																	
7	Напруга, кВ															U =	10	
8	Активна розрахункова потужність споживача, кВт															P =	1030,08	
9	Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр															Q =	843,3755	
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А															Ip =	38,43	
11	Коефіцієнт допустимого навантаження															Kдоп =	0,92	
12	Допустима втрата напруги в КЛ, %															dUдоп =	5	
13	Кількість кабелів															k =	2	
14	Довжина лінії, км															L =	0,5	
15	Дані аварійного режиму																	
16	Струм КЗ на початку лінії, кА															Iкз =	2,380644	
17	Приведений час КЗ, с															tn =	1,5	
18	Тепловий коефіцієнт C, (A*s*(1/2))/мм²															C =	90	
19	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм²															Fкз =	32,40	
20																		
21	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі															Kпа =	1,25	
22	Доля навантаження в післяаварійному режимі															Kпа =	0,8	
23	Допустима втрата напруги в КЛ, %															dUпадоп =	5	
24																		
25	F, мм²	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	K ₀ , т.грн/км	Iдоп, А	dUn, %	dUna, %	dP, кВт	K, т.грн	E*К, т.грн	Вв, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Iдоп >= Ip	Kпа*Kдоп >= Kпа*Iдоп	dUn <= dUдоп	dUna <= dUпадоп	F >= Fкз
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,82	1,32	13,74	9,54	1,34	7,70	-	-----	+	+	+	+	-
27	16	1,94	0,113	13,784	75	0,52	0,84	8,60	13,78	1,93	4,82	-	-----	+	+	+	+	-
28	25	1,24	0,099	19,854	90	0,34	0,54	5,49	19,85	2,78	3,08	-	-----	+	+	+	+	-
29	35	0,89	0,095	25,953	115	0,25	0,40	3,94	25,95	3,63	2,21	5,85	35	+	+	+	+	+
30	50	0,62	0,09	36,927	140	0,18	0,29	2,75	36,93	5,17	1,54	6,71	50	+	+	+	+	+
31	70	0,443	0,086	50,501	165	0,13	0,21	1,96	50,50	7,07	1,10	8,17	70	+	+	+	+	+
32	95	0,326	0,083	65,451	205	0,10	0,16	1,44	65,45	9,16	0,81	9,97	95	+	+	+	+	+
33	120	0,258	0,081	82,823	240	0,08	0,13	1,14	82,82	11,60	0,64	12,24	120	+	+	+	+	+
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,07	0,11	0,91	102,11	14,30	0,51	14,81	150	+	+	+	+	+
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,06	0,09	0,74	137,48	19,25	0,42	19,66	185	+	+	+	+	+
36	Мінімальні затрати, тис.грн										Змін	5,85						
37	Оптимальний переріз КЛ, мм²										Хопт	35						

Рисунок 2.9 – Розрахунок оптимального перерізу лінії ЦРП – ТП2

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Вибір оптимального перерізу КЛЗ																	
2	Економічні характеристики																	
3	Питома вартість втрат, грн/кВт															Bo=	560,895	
4	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень															Ee=	0,1	
5	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію															Ea=	0,04	
6	Дані нормального режиму																	
7	Напруга, кВ															U =	10	
8	Активна розрахункова потужність споживача, кВт															P =	954,1411	
9	Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр															Q =	862,2786	
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А															Ip =	37,12	
11	Коефіцієнт допустимого навантаження															Kдоп =	0,92	
12	Допустима втрата напруги в КЛ, %															dUдоп =	5	
13	Кількість кабелів															k =	2	
14	Довжина лінії, км															L =	0,5	
15	Дані аварійного режиму																	
16	Струм КЗ на початку лінії, кА															Iкз =	2,380644	
17	Приведений час КЗ, с															tn =	1,5	
18	Тепловий коефіцієнт C, (A*s ^{1/2})/мм ²															C =	90	
19	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ²															Fкз =	32,40	
20																		
21	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі															Kпа =	1,25	
22	Доля навантаження в післяаварійному режимі															Kпа =	0,8	
23	Допустима втрата напруги в КЛ, %															dUпадоп =	5	
24																		
25	F, мм ²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	K0, т.грн/км	Iдоп, А	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	K, т.грн	E*К, т.грн	Вс, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Iдоп >= Ip	Kпа*Kдоп >= Kпа*Kдоп	dUn <= dUдоп	dUpa <= dUpaдоп	F >= Fкз
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,77	1,23	12,82	9,54	1,34	7,19	-	-----	+	+	+	+	-
27	16	1,94	0,113	13,784	75	0,49	0,78	8,02	13,78	1,93	4,50	-	-----	+	+	+	+	-
28	25	1,24	0,099	19,854	90	0,32	0,51	5,13	19,85	2,78	2,88	-	-----	+	+	+	+	-
29	v 35	0,89	0,095	25,953	115	0,23	0,37	3,68	25,95	3,63	2,06	5,70	35	+	+	+	+	+
30	50	0,62	0,09	36,927	140	0,17	0,27	2,56	36,93	5,17	1,44	6,61	50	+	+	+	+	+
31	70	0,443	0,086	50,501	165	0,12	0,20	1,83	50,50	7,07	1,03	8,10	70	+	+	+	+	+
32	95	0,326	0,083	65,451	205	0,10	0,15	1,35	65,45	9,16	0,76	9,92	95	+	+	+	+	+
33	120	0,258	0,081	82,823	240	0,08	0,13	1,07	82,82	11,60	0,60	12,19	120	+	+	+	+	+
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,07	0,11	0,85	102,11	14,30	0,48	14,77	150	+	+	+	+	+
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,06	0,09	0,69	137,48	19,25	0,39	19,63	185	+	+	+	+	+
36	Мінімальні затрати, тис.грн										Змін	5,70						
37	Оптимальний переріз КЛ, мм ²										Хопт	35						

Рисунок 2.10 – Розрахунок оптимального перерізу лінії ЦРП – ТПЗ

Освітлювальне навантаження зображується на картограмі сектором, кут якого визначається:

$$\alpha_{\text{осв } i} = \frac{P_{\text{po}} * 360}{P_{\text{po}} + P_{\text{pi}}}, \quad (2.27)$$

де P_{po} - розрахункова потужність освітлювального навантаження, кВт;

P_{pi} – розрахункова потужність силового навантаження, кВт.

P_{pi} та P_{po} містяться в таблиці рис. 2.1.

Результати, що отримані, наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку картограми активних навантажень

№ за планом	Найменування цехів	$P_{\text{p}\Sigma}$, кВт	P_{po} , кВт	R,мм	$\alpha_{\text{осв}}$, град
1	Основні виробничі приміщення	636,3	76,8	63,6	43,5
2	Збирально-монтажний	226,2	66,2	37,9	105,3
3	Субабонент №1, Адмінкорпус	178,4	70,4	33,6	80,8
4	Ремонтно-механічний	106,8	16,8	25,9	56,6
5	Очисні споруди	20,0	2,4	11,2	43,2
6	Субабонент №2	314,6	10,6	44,7	12,1
7	Відділ випробувань	144,3	18,3	30,2	45,7
8	Нестандартного обладнання	157,2	37,2	31,6	84,8
9	Тарно-пакувальний	34,9	10,9	14,8	112,4
10	Субабонент №3	114,3	24,2	26,9	108
11	Друкарня	131,4	75,5	28,8	206
12	Термопластавтоматів	545,4	25,4	58,9	16,7
13	КСК „Маяк”	39,9	3,9	15,7	35,1
14	Субабонент №4	177,2	37,3	33,5	75,2

Координати ЦЕН, X_i , Y_i , підприємства розраховується за такими формулами:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^{14} (P_{p.i} + P_{p.o.i}) X_i}{\sum_{i=1}^{14} (P_{p.i} + P_{p.o.i})}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^{14} (P_{p.i} + P_{p.o.i}) Y_i}{\sum_{i=1}^{14} (P_{p.i} + P_{p.o.i})}. \quad (2.27)$$

Розрахунок ЦЕН виконано в масштабі креслення формату А4. Результати розрахунку представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку ЦЕН підприємства

№ за планом	Найменування цехів	$P_{роз} + P_{ос}$ кВт	X, см	Y, см	$P_{роз} * X$, кВт*см	$P_{роз} * Y$, кВт*см
1	Основні виробничі приміщення	636	11,0	12,5	6996	7950
2	Збирально-монтажний	226,2	10,0	17,9	2262	4048,9
3	Субабонент №1, Адмінкорпус	178,4	11,5	19,5	1695,1	3478,8
4	Ремонтно-механічний	106,8	16,0	13,8	1708,8	1473,8
5	Очисні споруди	20,0	15,6	10,7	312	214
6	Субабонент №2	314,6	14,5	3,7	4561,7	1164
7	Відділ випробувань	144,3	9,0	5,7	1298,7	822,5
8	Нестандартного обладнання	157,2	9,0	2,4	1414,8	377,9
9	Гарно-пакувальний	34,9	9,0	4,1	314,1	143,1
10	Субабонент №3	114,3	5,0	16,0	371,5	1828,8
11	Друкарня	131,4	15,0	15,3	1971	2010,4
12	Термопластавтоматів	545,4	4,8	15,6	2617,9	8508,2
13	КСК „Маяк”	39,9	8,5	8,0	339,1	319,2
14	Субабонент №4	177,2	4,0	4,7	708,8	832,8
Всього по підприємству		2710,0			26571,5	33172,4

Координати ЦЕН підприємства, що розраховані, становлять:

$$X_0 = \frac{26571,5}{2710} = 9,8 \text{ см}; \quad Y_0 = \frac{33172,4}{2710} = 12,2 \text{ см}.$$

Отримані результати за проведеними розрахунками показані на рис. 2.11

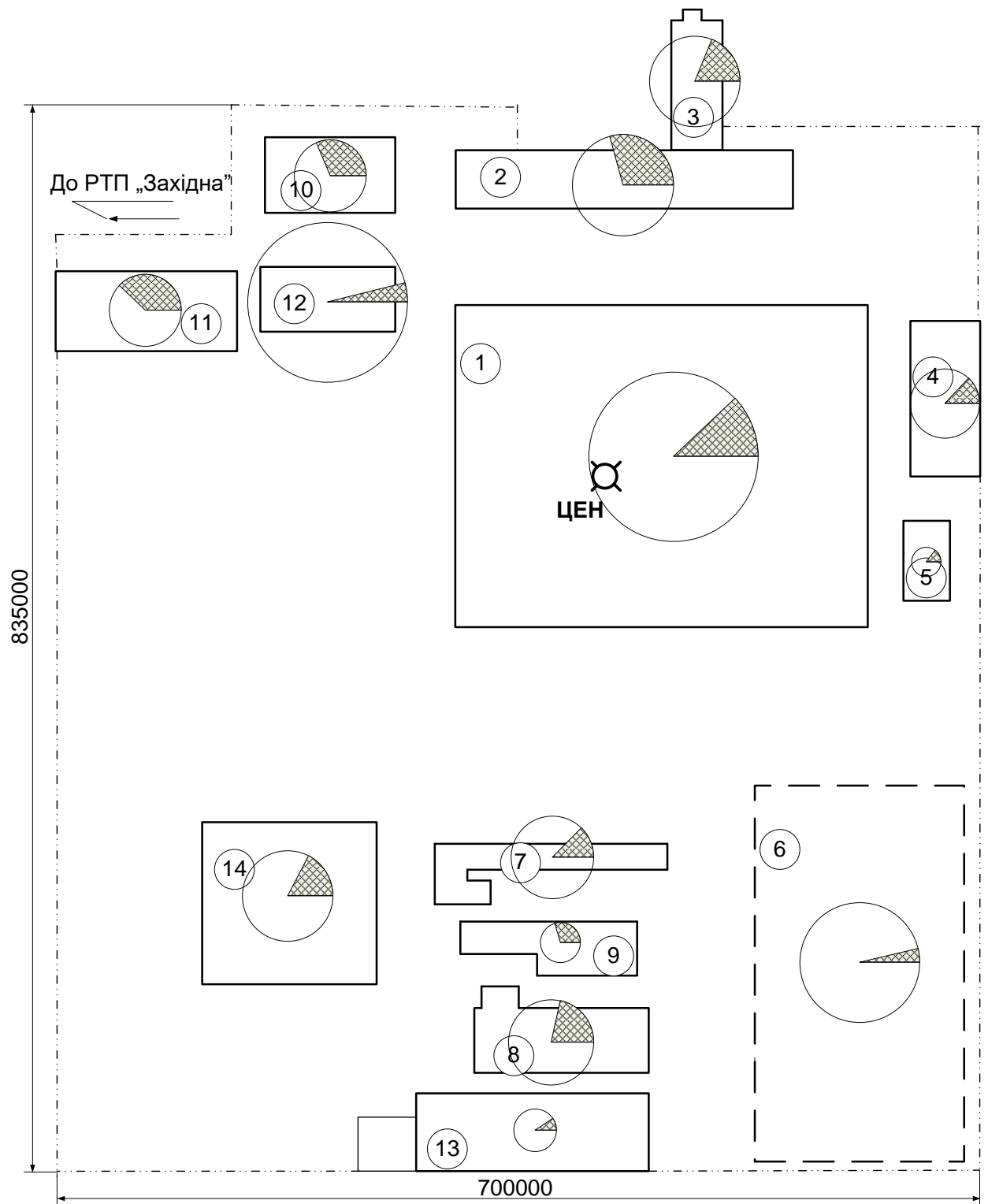


Рисунок 2.11– Картограма електричних навантажень із зазначенням ЦЕН підприємства

Розташовувати ЦРП в ЦЕН неможливо, оскільки будуть порушуватись технологічні планування і створюватись перешкоди для руху технологічного

транспорту. Тому приймемо рішення з розташування ЦРП, змістивши його в напрямку джерела живлення, як це показано в презентації до магістерської роботи. ЦРП має виконуватись в окремій будівлі.

2.6 Оптимальна компенсація реактивних навантажень підприємства

Зменшити втрати електроенергії в електричних мережах можна шляхом компенсації реактивної потужності. Для цього передбачимо установку конденсаторних батарей. Існує безліч варіантів для установки батарей статичних конденсаторів (БСК). Кожний такий варіант характеризується певним значенням втрат активної потужності в мережі. Крім того існує низка додаткових умов, які треба брати до уваги при прийнятті рішень з компенсації реактивної потужності за допомогою БСК. Однією з таких умов є вимога енергопостачальної компанії, яка встановлює вимогу споживання певної потужності з живильної системи.

Енергопостачальною компанією встановлена величина вхідної реактивної потужності для підприємства $Q_e=300$ квар

Оптимальне рішення з врахуванням зазначеної вимоги можна прийняти у відповідності до математичної моделі:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\Sigma} = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \sum_{i=1}^N Q_{ei} * R_{ei} \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^N Q_{ei} = Q_e \\ Q_{pi} = Q_{ei} \end{array} \right. \quad (2.28)$$

де R_{ei} – еквівалентний опір мереж i -го приєднання;

U_H – номінальна напруга мережі;

N – кількість вузлів мережі, споживання Q_{ei} ;

Q_{ei} – величина реактивної потужності, яку доцільно передавати в i -тий вузол електричної мережі з точки зору мінімальних втрат потужності.

Для пошуку оптимуму за математичною моделлю скористаємось методом невизначених множників Лагранжа. Метод дозволяє визначити оптимальну долю Q_e , яку доцільно передати i -й вузол мережі, забезпечуючи при цьому мінімальні активні втрати в мережі 10 кВ підприємства [7]:

$$Q_{ei} = \frac{10^3 * U_H^2 * \lambda}{2R_{ei}},$$

де λ - множник Лагранжа, $\lambda = \frac{B * Q_e}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{R_{ei}}}$,

де B - коефіцієнт, $B = \frac{2 * 10^3}{U_H^2} = \frac{2 * 10^3}{10^2} = 2 * 10^{-5}$.

Визначимо потужність БСК, яку необхідно встановити [1]:

$$Q_{ку} \geq Q_M - Q_e = 2347,8 - 300 = 2047,8 \text{ квар},$$

де Q_M – максимальна реактивна потужність, що споживається на підприємстві, із врахуванням втрат потужності в трансформаторах, рис. 2.6.

Для визначення долі значення Q_e , яку економічно доцільно передавати в i -тий вузол електромережі - Q_{ei}

Розрахуно виконаємо, виходячи з такої схеми заміщення електричної мережі підприємства, рис. 2.12.

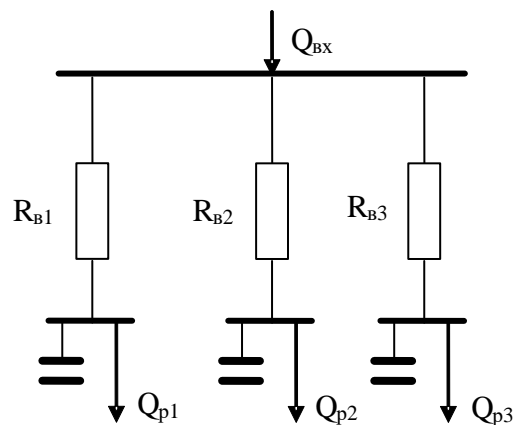


Рисунок 2.12 – R-схема заміщення розподільної мережі

Питомий опір кабеля ААБ(3*50), який вибрано для живлення ТП1, становить – 0,66 Ом/км, а ААБ(3*35), для живлення ТП2 та ТП3 – 0,95 Ом/км [2]. Довжини кабелів від ЦРП підприємства до відповідної цехової підстанції (визначається по плану електричних мереж підприємства, наведений в графічній частині роботи) і відповідні їм опори та їх опори становлять:

$$\text{ЦРП – ТП1: – } L=0,2 \text{ км; } R_{л1}=0,132 \text{ Ом;}$$

$$\text{ЦРП – ТП2: – } L=0,2 \text{ км; } R_{л2}=0,19 \text{ Ом;}$$

$$\text{ЦРП – ТП3: – } L=0,3 \text{ км; } R_{л3}=0,285 \text{ Ом;}$$

Для всіх ТП підприємства вибрані трансформатори однакової потужності (ТМ 1000/10). На цій підставі врахування їх опорів при розподілі вхідної потужності немає потреби оскільки за цих умов їх врахування не вплине на кінцеві результати.

Еквівалентні опори, що визначені розрахунком:

$$R_{e1}=0,132 \text{ Ом;}$$

$$R_{e2}=0,19 \text{ Ом;}$$

$$R_{e3}=0,285 \text{ Ом;}$$

$$\Sigma \frac{1}{R_e} = \frac{1}{R_{e1}} + \frac{1}{R_{e2}} + \frac{1}{R_{e3}} = 16,3 \text{ См.}$$

Множник Лагранжа для умов підприємства:

$$\lambda = \frac{2 * 10^{-5} * 300}{16,3} = 36,8 * 10^{-5}.$$

Долі Q_e , які доцільно передавати в і-тий вузол навантаження:

$$Q_{e1} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 36,8 * 10^{-5}}{2 * 0,132} = 139,3 \text{ квар;}$$

$$Q_{e2} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 36,8 * 10^{-5}}{2 * 0,19} = 96,8 \text{ квар};$$

$$Q_{e3} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 36,8 * 10^{-5}}{2 * 0,285} = 64,5 \text{ квар}.$$

Із умови балансу потужностей визначимо потужності БСК, які слід встановити на кожній із ТП:

$$Q_{БКі} = Q_{Рі} - Q_{еі}, \quad (2.34)$$

де $Q_{Рі}$ – розрахункова реактивна потужність вузла із врахуванням втрат в трансформаторах, таблиця рис.2.6.

$Q_{БКі}$ – потужність конденсаторних батарей в вузлі і:

$$Q_{БК1} = 642,2 - 139,3 = 502,9 \text{ квар};$$

$$Q_{БК2} = 843,4 - 96,8 = 746,6 \text{ квар};$$

$$Q_{БК3} = 862,3 - 64,5 = 797,8 \text{ квар}.$$

Для установки в мережах підприємства виберемо комплектні конденсаторні установки серії ККУ-0,4-

На КТП1:

ККУ-0,4-240/12-20-21УЗ потужністю 240 квар в кількості 2 шт (по одній на кожен секцію збірних шин КТП) загальною потужністю 480 квар.

На КТП2:

ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ потужністю 300 квар в кількості 2 шт (по одній на кожен секцію збірних шин) загальною потужністю 600 квар.

ККУ-0,4-60/12-5-21УЗ потужністю 60 квар в кількості 2 шт (по одній на кожен секцію збірних шин КТП) загальною потужністю 120 квар.

Всього по КТП2 має бути встановлено БСК потужністю $600+120=720$ квар.

На КТП3:

ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ потужністю 300 квар в кількості 2 шт (по одній на кожну секцію збірних шин) загальною потужністю 600 квар

ККУ-0,4-100/10-10-21УЗ потужністю 100 квар в кількості 2 шт (по одній на кожну секцію збірних шин) загальною потужністю 200 квар

Всього по КТПЗ має бути встановлено БСК потужністю $600+200=800$ квар.

Наявність секцій керування БСК дозволить коригування потужності БСК в залежності від споживання реактивних навантажень по підприємству та відповідній ТП [7].

2.7 Висновки до розділу 2

1. В системі електропостачання ПАТ «Маяк» доцільно встановити три комплектних двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 1000 кВА.

2. Економічно доцільним є використання кабельних ліній з такими перерізами:

- РТП «ЗАХІДНА» – ЦРП підприємства 2ААБ(3×95);
- ЦРП підприємства – ТП1 2ААБ(3×50);
- ЦРП підприємства – ТП1 2ААБ(3×35);
- ЦРП підприємства – ТП1 2ААБ(3×35).

3. Для зниження втрат активної потужності в мережах 10 кВ підприємства, в лініях зовнішнього електропостачання і трансформаторах, а також для забезпечення вимог енергосистеми до шин 0,4 кВ ТП слід під'єднати комплектні БСК:

- на КТП1:

ККУ-0,4-240/12-20-21УЗ потужністю 240 квар в кількості 2 шт (по одній на кожну секцію збірних шин КТП).

– на КТП2:

ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ потужністю 300 квар в кількості 2 шт (по одній на кожен секцію збірних шин);

ККУ-0,4-60/12-5-21УЗ потужністю 60 квар в кількості 2 шт (по одній на кожен секцію збірних шин).

– на КТП3:

ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ потужністю 300 квар в кількості 2 шт (по одній на кожен секцію збірних шин);

ККУ-0,4-100/10-10-21УЗ потужністю 100 квар в кількості 2 шт (по одній на кожен секцію збірних шин).

РОЗДІЛ 3. РОБОТА БСК СИМЕТРИЧНОГО ВИКОНАННЯ В УМОВАХ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ

3.1 Аналіз умов роботи БСК при несиметрії напруги

На промислових підприємствах, в сільському господарстві, транспорті та в побуті використовуються електроприймачі несиметричного виконання, які впливають на електричні мережі. Несиметрія режимів, яка створюється такими електроприймачами негативно впливає на електричні мережі, навантаження трифазного виконання і на роботу оптимізаційних пристроїв в тому числі і на БСК. Ефекти компенсації реактивної потужності, що отримуються в таких умовах, змінюються в порівнянні з випадком симетричної напруги в вузлі під'єднання БСК

Експериментальні дослідження засвідчують, що в електричних мережах енергопостачальних організацій або в мережах споживачів є вузли, несиметрія напруги в яких набуває значних величин (в тому числі і таких, що не перевищують нормованих значень). Проведемо аналіз, спрямований на те щоб кількісно оцінити яким чином керування реактивною потужністю за допомогою БСК за таких умов позначиться на параметрах стану системи і на роботі БСК.

Аналіз обмежимо лише розглядом найбільш поширеного випадку, коли БСК працюють за схемою трикутника. В цьому випадку БСК здійснює вплив лише на режим зворотної послідовності і не діє на режим нульової послідовності (при під'єднанні до чотирипровідної мережі).

В умовах несиметричного режиму в БСК виникають додаткові втрати активної потужності, що визначаються за формулою [12]:

$$\Delta P_{2\text{БК}} = Q_{\text{НОМ}} \cdot \text{tg}\delta \cdot k_{2\text{У}}^2, \quad (3.1)$$

де $\operatorname{tg}\delta$ - коефіцієнт діелектричних втрат при основній частоті.

В умовах несиметрії напруг реактивна потужність, що генерується БСК, змінюється на:

$$\Delta Q = Q_{\text{ном}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2 - U_1^2 \cdot (1 + k_{2U}^2)}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (3.2)$$

При $k_{2U} = 0,05 - 0,06$ виходить $|\Delta Q| = (0,01 - 0,04)Q_{\text{ном}}$. Оскільки на практиці напруга U_1 може бути як більшою так і меншою напруги $U_{\text{ном}}$, тому можливе збільшення і зменшення генерованої реактивної потужності. Тому в найбільш завантаженій фазі теплові втрати можуть значно перевищувати номінальні. У результаті має місце місцевий перегрів ізоляції, в результаті чого скорочується термін її служби [9].

Для ділянки електричної мережі з еквівалентними опорами живильної мережі (Z_1) і розподільних мереж підприємства (Z_2), можна розрахувати добавку напруги внаслідок ввімкнення секцій БСК:

$$\Delta \dot{U}_2 = \dot{I}_2^{\text{БСК}} \cdot \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}, \quad (3.3)$$

де $\dot{I}_2^{\text{БСК}}$ - струм зворотної послідовності, що генерується БСК і який визначається за формулою:

$$\dot{I}_2^{\text{БСК}} = -\frac{j}{3} \cdot (a^2 \cdot \dot{I}_{\text{CAВ}} + \dot{I}_{\text{CВС}} + a \cdot \dot{I}_{\text{CСA}}), \quad (3.4)$$

де a - оператор повороту трифазної системи;

$\dot{I}_{\text{CAВ}}$, $\dot{I}_{\text{CВС}}$, $\dot{I}_{\text{CСA}}$ - навантаження у плечах А-В, В-С та С-А БСК, яке виражене через струми.

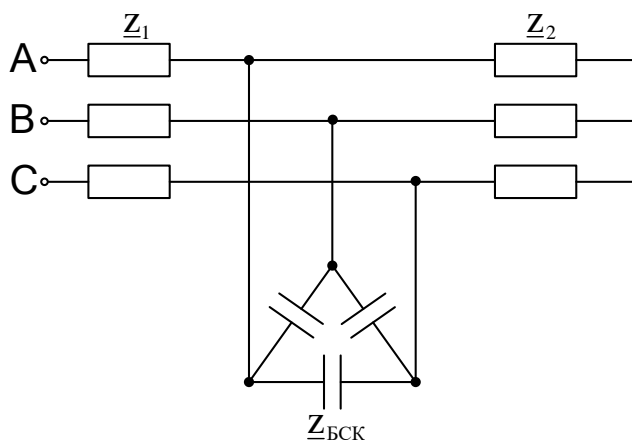


Рисунок 3.1 – Схема заміщення ділянки електричної мережі

За умови, що напруга зворотної послідовності до ввімкнення секцій БСК у вузлі їх під'єднання дорівнює $\dot{U}_{2\text{до}}$, а добавка напруги зворотної послідовності - $\Delta\dot{U}_2$, напруга зворотної послідовності після ввімкнення БСК становитиме:

$$\dot{U}_{2\text{після}} = \dot{U}_{2\text{до}} + \Delta\dot{U}_2. \quad (3.5)$$

Розглянемо як зміниться значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності після ввімкнення секцій БСК симетричного виконання ($k_{2\text{Упісля}}$) в залежності від його вихідного значення ($k_{2\text{Удо}}$), а також від інших параметрів: $Q_{\text{БСК}}$, z_1 і z_2 , рис. 3.2 [8].

Укажемо на випадок, помічений на рис. 3.2, коли ввімкнення БСК потужністю 1200 квар при $k_{2\text{Удо}} = 1,5\%$ в схемі, де $z_1 = 0,2e^{j 49,3^\circ}$ Ом та $z_2 = 0,2e^{j 31,8^\circ}$ Ом, змінює значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності, $k_{2\text{Упісля}} = 2,2\%$. Видно, що в даному прикладі несиметрія напруги до ввімкнення БСК оцінюється як допустима ($k_{2\text{Удо}} = 1,5\%$), а після – стає недопустимою за ГОСТ 13109-97 ($k_{2\text{Упісля}} = 2,2\%$). Зробивши

узагальнення, можна стверджувати, що ввімкнення БСК може привести до того, що k_{2U} , що мав допустимі за ГОСТ 13109-97 значення, за певних умов може стати більшим за нормовану величину - $k_{2Uдоп}$ [9, 10].

Таке рішення слід вважати як недопустиме, оскільки має місце порушення стандарту, хоча втрати активної потужності можуть при цьому зменшуватись.

Результати, наведені на рис. 3.2, отримані при нехтуванні явищами післядії, які полягають в зростанні напруги в результаті збільшення потужності БСК. Враховуючи цю обставину можна отримати нелінійну залежність $k_{2Uпісля}(k_{2Uдо})$, за якою $k_{2Uдоп}$ буде досягатись при менших значеннях $k_{2Uдо}$.

При несиметричних режимах потужності плеч БСК, знаходячись під різними за величинами напруг, будуть неоднакових значень. В результаті добавки напруги, створені БСК по різним фазам трифазної системи, будуть різними. Причому для фази з найбільшої за модулем напруги добавка буде найбільшою і навпаки [10]. Під'єднання такої БСК в умовах несиметрії напруги остання буде посилюватись, рис. 3.2.

Очевидно можливі такі режими, коли несиметрія, яка знаходиться в межах допустимих норм, визначених ГОСТ 13109-97, в результаті реалізації керуючих рішень з КРП вийде за допустимі межі. Тому в таких ситуаціях виникає потреба у виборі керуючих рішень враховуючи технічне обмеження на значення напруги зворотної послідовності, що буде після реалізації керування. Логічно обмежувати напругу зворотної послідовності значеннями, нормованими значеннями коефіцієнту несиметрії або значеннями напруги зворотної послідовності, які є наслідком специфічних умов технологічного процесу.

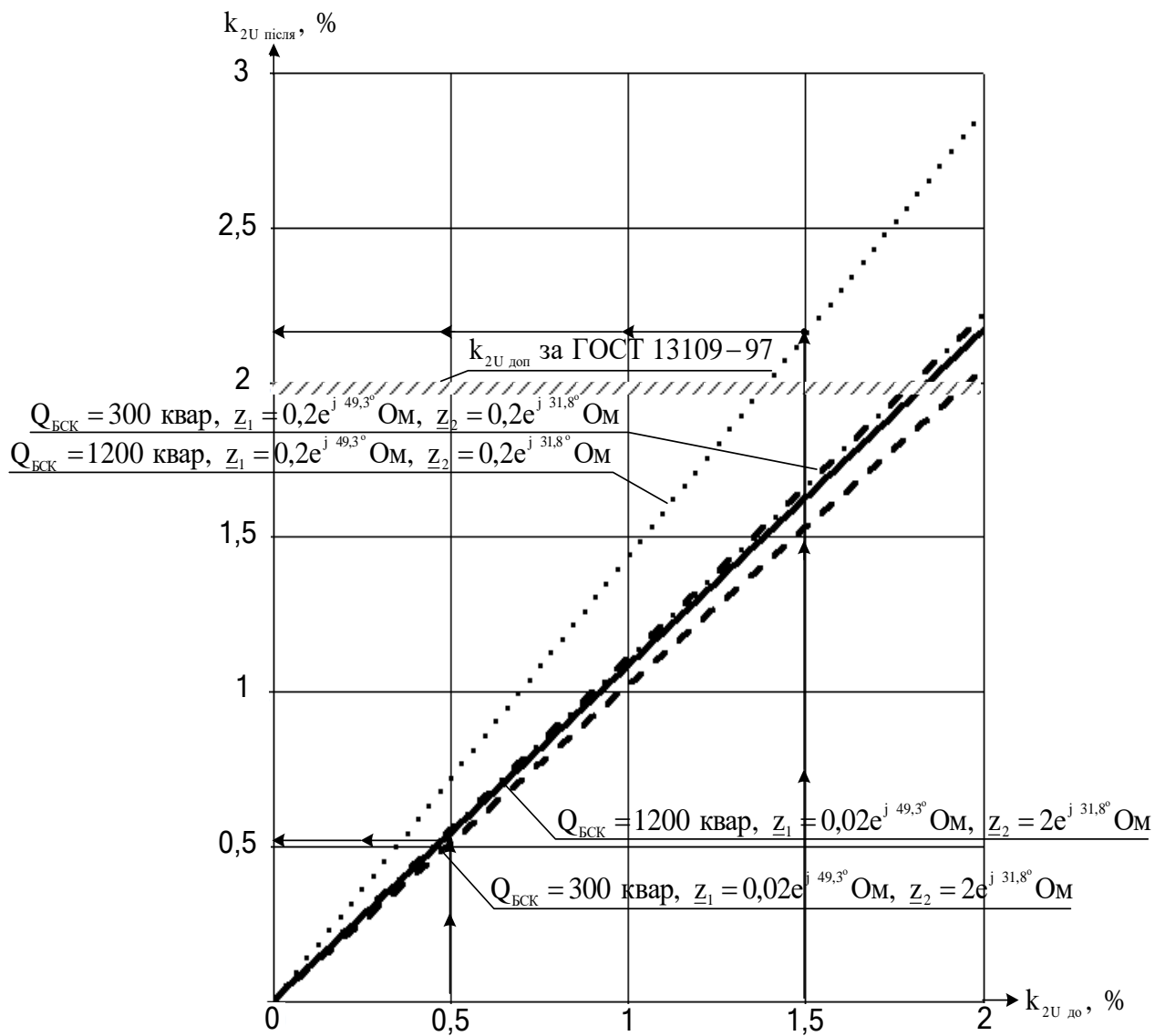


Рисунок 3.2 – Графіки зміни значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності функції різних факторів

3.2 Необхідність контролю відхилень напруги по фазах

Передача реактивної потужності супроводжується додатковою втратою напруги. Наприклад, при передачі потужностей P і Q через елементи мережі з активним опором R і реактивним X спад напруги визначається так:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}} = \frac{P \cdot R}{U_{\text{ном}}} + \frac{Q \cdot X}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (3.6)$$

де ΔU_a - спад напруги при передачі активної потужності;

ΔU_p - спад напруги при передачі реактивної потужності.

Додатковий спад напруги ΔU_p , який визначається реактивною потужністю, збільшує відхилення напруги на затискачах.

При ввімкненні БСК потужністю $Q_{\text{БСК}}$ величина спаду напруги зменшується оскільки створюється постійна добавка напруги $\Delta U_{\text{рк}}$, але враховуючи використання БСК із керованими секціями, то значення $\Delta U_{\text{рк}}$ залежить від потужності тої або іншої секції $Q_{\text{БСК}}$:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{\text{БСК}}) \cdot X}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p - \Delta U_{\text{рк}}. \quad (2.7)$$

Виконуючи оцінку впливу БСК на напругу необхідно враховувати залежність генерованої цією батареєю потужності від напруги у вузлі під'єднання [8]:

$$Q_{\text{БСК факт}} = Q_{\text{БСК ном}} \left(\frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (2.8)$$

де $Q_{\text{БСК факт}}$, $Q_{\text{БСК ном}}$ - фактична і номінальна потужність БСК відповідно;

$U_{\text{факт}}$, $U_{\text{ном}}$ - фактична і номінальна напруга на затискачах БСК.

Із рівняння (3.8) видно, що при відхиленні напруги в межах $\pm 5\%$, що регламентовано ГОСТ 13109-97 потужність БСК зміниться на $\pm 10\%$. В дійсності, відхилення напруги у вузлі під'єднання БСК може підтримуватись

більшим за 5%, що пов'язане зі спадом напруги від вузла живлення до електроприймача.

У випадку несиметричного режиму можна стверджувати наступне. Добавки напруги по фазах, що створюються БСК симетричного виконання, при несиметрії напруг виявляються різними за величиною. Причому добавка напруги по тій міжфазній напрузі, що має найбільше за модулем значення, буде найбільша, оскільки потужність плеча БСК, під'єданого до цієї фази буде найбільша і навпаки. Тому задача контролю відхилення напруги в такому випадку має свою специфіку. Вона полягає в тому, що контролювати необхідно відхилення напруги лише по міжфазній напрузі, яка має найбільше вихідне значення, що видно з рис. 3.3 тому, що необхідно остерігатися порушення верхньої допустимої межі відхилення напруги. Вимоги стандарту на якість електроенергії повинні мати пріоритетне значення при керуванні реактивною потужністю, і тому керуючий вплив, який порушує встановлені нормативи, слід вважати недопустимим.

На рис 3.3:

- $\dot{U}_{A1}; \dot{U}_{B1}; \dot{U}_{C1}$ - система напруг прямої послідовності;

- $\dot{U}_{A2}; \dot{U}_{B2}; \dot{U}_{C2}$ - те ж, зворотної послідовності;

- $\Delta\dot{U}_{A1}; \Delta\dot{U}_{B1}; \Delta\dot{U}_{C1}$ - система добавок напруг прямої послідовності при

ввімкненні секції БСК;

- $\Delta\dot{U}_{A2}; \Delta\dot{U}_{B2}; \Delta\dot{U}_{C2}$ - те саме, зворотної послідовності.

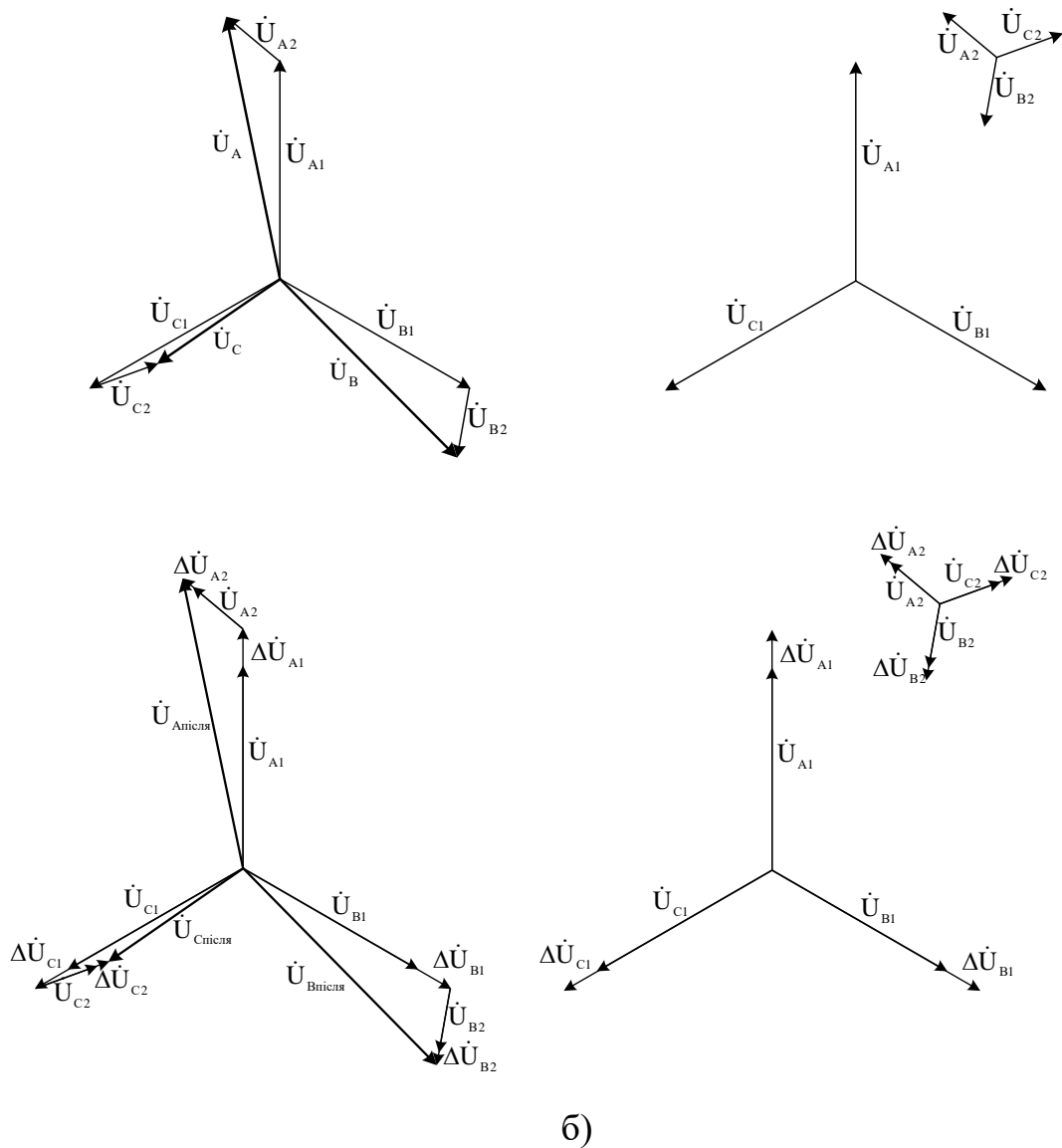


Рисунок 3.3 – Векторна діаграма напруг: а) до ввімкнення БСК;
б) після ввімкнення

Розрахунок реальних значень добавок напруг в симетричній мережі виконаємо в системах симетричних складових для прямої та зворотної послідовностей окремо:

$$\Delta \dot{U}_1 = \dot{I}_1^{\text{БСК}} \cdot (x_\Sigma - j \cdot r_\Sigma), \quad (3.9)$$

$$\Delta \dot{U}_2 = \dot{I}_2^{\text{БСК}} \cdot (x_\Sigma - j \cdot r_\Sigma), \quad (3.10)$$

де x_{Σ} , r_{Σ} - сумарні значення реактивного та активного опорів мережі живилення;

$\dot{I}_1^{\text{БСК}}$, $\dot{I}_2^{\text{БСК}}$ - струми прямої та зворотної послідовностей, які створюється БСК, розраховуються за формулами:

$$\dot{I}_1^{\text{БСК}} = \frac{\dot{U}_1}{-j \cdot x_{\text{БСК}}}, \quad (3.11)$$

$$\dot{I}_2^{\text{БСК}} = \frac{\dot{U}_2}{-j \cdot x_{\text{БСК}}}, \quad (3.12)$$

де $x_{\text{БСК}}$ - опір фази БСК симетричного виконання, який розраховується за формулою:

$$x_{\text{БСК}} = \frac{U_{\text{номф}}^2}{Q_{\text{БСК ном}}}, \quad (3.13)$$

де $U_{\text{номф}}$ - номінальна фазна напруга.

Підставивши (3.13) в формули (3.11) і (3.12), а останні відповідно в (3.9) і (3.10), можна отримати формули:

$$\Delta \dot{U}_1 = \frac{\dot{U}_1}{U_{\text{номф}}^2} \cdot (r_{\Sigma} + j \cdot x_{\Sigma}) \cdot Q_{\text{БСК ном}}, \quad (3.14)$$

$$\Delta \dot{U}_2 = \frac{\dot{U}_2}{U_{\text{номф}}^2} \cdot (r_{\Sigma} + j \cdot x_{\Sigma}) \cdot Q_{\text{БСК ном}}. \quad (3.15)$$

3.3 Обґрунтування критерію ефективності при прийнятті керуючих рішень

БСК, що використовуються для оптимізації параметрів стану системи електроспоживання, здійснюють складний вплив на електричні режими і тому їх можна вважати пристроями багатофункціонального призначення. За своєю сутністю задача, що ставиться, є оптимізаційною і багатокритеріальною. Оптимізаційною її можна вважати, оскільки задача має багато розв'язків. Оптимізаційна задача вирішується лише при наявності критерію ефективності, а таких критеріїв для даного випадку можна указати декілька:

- мінімум реактивної потужності в електричній мережі (або мінімум втрат активної потужності, зумовлених реактивним навантаженням);
- мінімум відхилень напруги в вузлах розподільчої мережі;
- мінімум втрат активної потужності, зумовлених несиметрією режиму в мережі (або мінімум модулів параметрів режиму зворотної послідовності) та інші.

Для вирішення скористаємось методом субоптимізації [7], який дозволяє знайти розв'язок багатокритеріальної задачі. Його сутність в тому, що один із критеріїв визначається як головний, описується аналітично і отримана функція використовується як цільова в математичній моделі. По всіх інших критеріям встановлюються порогові значення, які будучи описані аналітично, становлять обмеження математичної моделі.

Оскільки основне призначення БСК, які розглядаються в даній роботі, для КРП, то за критерій для вирішення задачі можна вибрати величину реактивної потужності в лінії живлення. Серед необхідної інформації - потужності секцій БСК, які відповідають номінальній напрузі, та параметри режиму: величина реактивної потужності, що споживається, та реальна напруга в вузлі під'єднання БСК.

В енергетичному відношенні повній КРП ($Q_{\text{доп}} = 0$) буде відповідати мінімум втрат на передачу в живильних мережах активної потужності.

Прийнятий критерій ефективності описується цільовою функцією вигляду:

$$Q' - \mathbf{X}^T \cdot \Delta Q(U) \rightarrow \min, \quad (3.16)$$

де Q' – природне (в припущенні, що всі секції БСК вимкнені) споживання реактивної потужності;

$\Delta Q(U)$ - матриця потужностей секцій БСК, що відповідають реальним міжфазним напругам, вимірністю $(m \times 1)$, де m – кількість секцій БСК;

\mathbf{X} - вектор керування вимірністю $(m \times 1)$, кожна компонента якого описує стан комутаційного апарату, яким здійснюється комутація відповідної секції; якщо $x_i = 1$, то секція i має бути ввімкнена, а якщо $x_i = 0$, то навпаки;

T - індекс транспонування.

3.4 Математична модель, що забезпечує допустимі значення несиметрії напруги при керуванні БСК

Якщо за попередніми оцінками, що контролювати відхилення напруги немає необхідності, а рівень несиметрії може сягнути недопустимих значень, то можна для визначення вектора керування скористатись математичною моделлю:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q' - \mathbf{X}^T \cdot \Delta Q(U) \rightarrow \min \\ Q' - \mathbf{X}^T \cdot \Delta Q(U) \geq Q_{\text{доп}} \\ |(\text{Re } \dot{U}_2 + \mathbf{X}^T \cdot \mathbf{A}) + j \cdot (\text{Im } \dot{U}_2 + \mathbf{X}^T \cdot \mathbf{B})| \leq U_{2\text{доп}} \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ x_i, \bar{x}_i = 1 \forall 0, \end{array} \right. \quad (3.6)$$

де $Q_{\text{доп}}$ - допустиме значення реактивної потужності.

\dot{U}_2 - вектор напруги зворотної послідовності в вузлі під'єднання БСК (до прийняття керуючого рішення);

\mathbf{A} , \mathbf{B} - матриці дійсних та уявних складових добавок напруги зворотної послідовності, що мають місце внаслідок ввімкнення відповідних секцій БСК, вимірністю $(m \times 1)$;

$U_{2, \text{доп}}$ - рівень напруги зворотної послідовності, що відповідає $k_{2, \text{доп}}$

\dot{U}_s - напруга на шинах трансформаторної підстанції (ТП) у фазі з найбільшим її значенням в припущенні, що всі БСК вимкнені;

s - індекс, що визначає фазу з найбільшим значенням напруги;

$\Delta \dot{U}_s(\dot{U}_s)$ - матриця добавок напруги, що мають місце внаслідок ввімкнення відповідних секцій БСК, вимірністю $(m \times 1)$;

$U_{\text{max, доп}}$ - рівень напруги, що відповідає максимально допустимому відхиленню напруги;

$\bar{\mathbf{X}}$ - фіктивний вектор вимірністю $(m \times 1)$, кожна компонента якого \bar{x}_i пов'язана із змінною x_i вектора \mathbf{X} так, що коли $\bar{x}_i = 1$, то $x_i = 0$ і навпаки;

\mathbf{n} - одинична стовпцева матриця вимірністю $(m \times 1)$.

\forall - знак логічної операції «АБО».

Математична модель (3.6) є дискретною в наслідок конструктивними особливостями БСК.

Цільова функція математичної моделі описує реактивну потужність в лінії живлення. Перше з обмежень контролює реактивну потужність в результаті реалізації вектора керування. Друге обмеження забезпечує напругу $U_2 \leq U_{2, \text{доп}}$ результаті реалізації вектора керування Третє обмеження вказує, що кожна із секцій БСК може бути ввімкненою або вимкненою.

Розрахунок векторів добавок напруг проводять за формулами відповідно для прямої і для зворотної послідовностей:

$$\Delta \dot{U}_1^k = \frac{1}{3} \cdot \frac{\dot{U}_1^k}{U_{\text{нф}}^2} \cdot (r_\Sigma + j \cdot x_\Sigma) \cdot \Delta Q_n; \quad (3.7)$$

$$\Delta \dot{U}_2^k = \frac{1}{3} \cdot \frac{\dot{U}_2^k}{U_{\text{нф}}^2} \cdot (r_{\Sigma} + j \cdot x_{\Sigma}) \cdot \Delta Q_{\text{н}}. \quad (3.8)$$

Для вирішення задачі не можна скористатись жодним із класичних методів оптимізації. Причиною тому є те, що одне з обмежень (обмеження на величину напруги зворотної послідовності) описується не скалярною функцією дійсного змінного, а коефіцієнти цільової функції змінюються в залежності від прийнятого на попередній ітерації рішення, що не дозволяє застосувати жоден з класичних алгоритмів. Відомі методи аналізу моделей не скалярної оптимізації [13] стосуються математичних моделей, в яких цільова функція описується в не скалярному вигляді, і тому потребують деякої адаптації до задачі (3.6). Тому виникає необхідність розробки алгоритму для розрахунку оптимального вектора керування БСК із врахуванням рівня несиметрії напруги. За основу доцільно взяти метод динамічного програмування, який є найефективнішим за трудомісткістю обчислень для вирішення задач такого типу.

3.5 Тестовий приклад розрахунку за розробленою математичною моделлю

Приклад 3.1. У вузлі навантаження чотирьохпроводної електричної мережі промислового підприємства, рис. 3.4, встановлено БСК із керованими секціями симетричного виконання, що під'єднані до лінійних напруг. Потужності секцій, що відповідають номінальній напрузі, 450, 300, 225, 150, 105, 60, 30 квар. Фазні напруги в вузлі під'єднання БСК $\dot{U}_A = 225,51e^{-j1,73^\circ}$ В, $\dot{U}_B = 217,59e^{-j118,41^\circ}$ В, $\dot{U}_C = 217,08e^{j20,21^\circ}$ В. Вихідний режим відповідає вимкненим секціям БСК.

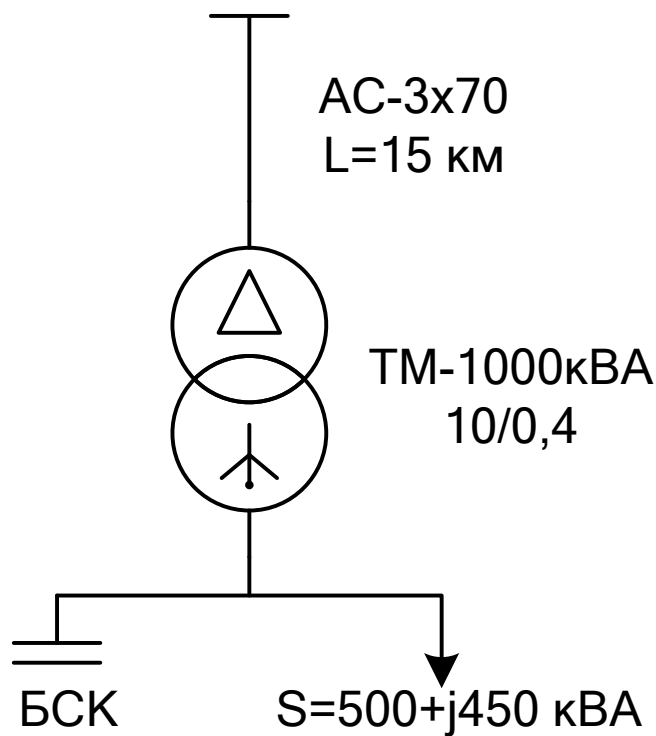


Рисунок 3.4 - Розрахункова схема і вихідні дані задачі

Знайти вектор керування БСК, за умов, що:

- 1) допустиме значення реактивної потужності $Q_{\text{доп}} = 0$ квар ;
- 2) коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності не перевищує допустимого значення $k_{2\text{доп}} = 1,65\%$ (згідно технологічного процесу даного виробництва).

В цілому результати вирішення задачі по окремим етапам наведені в табл. 3.1. Там же представлені результати вирішення тієї ж задачі керування, але коли в математичній моделі відсутнє обмеження, що контролює рівень несиметрії напруги.

Таблиця 3.1 – Результати КРП з врахуванням несиметрії напруг та без її врахування

З врахуванням несиметрії напруги	Без врахуванням несиметрії напруги
----------------------------------	------------------------------------

Етапи вирішення задачі	Вектор керування X	Q, квар	U ₂ , В	k _{2U} , %	Вектор керування X	Q, квар	U ₂ , В	k _{2U} , %
Вих. стан	(0 0 0 0 0 0 0)	450	3,5	1,59	(1 0 0 0 0 0 0)	6,56	3,64	1,655
1	(0 1 0 0 0 0 0)	162,5	3,59	1,632				
2	(0 1 0 0 1 0 0)	54,4	3,63	1,648				

Із порівнянь результатів, отриманих з врахуванням несиметрії напруги та без її врахування, видно, що керування за моделлю (3.6), забезпечує допустимі значення напруги зворотної послідовності.

3.6 Висновки до розділу 3

1. Результати експериментальних досліджень свідчать, що коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності у вузлах, де встановлені БСК, може бути значним, а іноді перевищувати нормовані значення.

2. В умовах несиметрії режиму ввімкнення БСК призводить до збільшення значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності та рівня відхилення напруги. В деяких випадках можливе порушення вимог ГОСТ 13109-97 по відповідним параметрам.

3. У випадках стабільності (або незначних відхилень) напруги у вузлі під'єднання БСК, малого опору живлячої мережі, при невеликих потужностях БСК та параметрах режиму зворотної послідовності за модулем врахування впливу несиметрії режиму на результати керування не має сенсу.

4. Для практичного керування реактивною потужністю в реальному масштабі часу за допомогою БСК, недопускаючи негативних результатів, пов'язаних із несиметрією режиму, може бути використаною розроблена математична модель.

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ВИПУСКНОЇ РОБОТИ

4.1 Розрахунок чисельності обслуговуючого та ремонтного персоналу

Чисельність електроперсоналу визначається трудомісткістю поточного ремонту та технічного обслуговування електрообладнання та мереж. Планова трудомісткість відповідного виду робіт T' ($T_{п р}$, $T_{огл}$) визначається :

$$T' = \Pi * t_{норм} * h \quad (4.1)$$

де Π – число ремонтів даного виду за рік, що приходить на одиницю обладнання;

$t_{норм}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд*год;

h – кількість обладнання даного виду.

Розрахунок планової трудомісткості технічного обслуговування виконується :

$$T_{т о} = 12 * t_{норм} * k_{с р} \quad (4.2)$$

де $t_{норм}$ – планова трудомісткість поточного ремонту, люд*год;

$k_{с р}$ – коефіцієнт складності ремонту, 1/міс.

Розрахунок виконаємо у табличній формі за [11].

Потреба в ремонтному персоналі визначається за формулою:

$$N_{ПР} = \frac{T_{ПР}}{\Phi_{д} * K_{вн}}, \quad (4.3)$$

де $\Phi_{д}$ – дійсний фонд робочого часу за рік, $\Phi_{д}=1850-1900$ год;

Потреба в ремонтному персоналі визначається за формулою:

$$N_{ПР} = \frac{T_{ПР}}{\Phi_{д} * K_{вн}}, \quad (4.3)$$

де $\Phi_{д}$ – дійсний фонд робочого часу за рік, $\Phi_{д}=1850-1900$ год;

Таблиця 4.1 – Розрахунок планової трудомісткості технічного обслуговування

Обладнання та мережі	Поточний ремонт				Огляди			Технічне обслуговування, люд*год,
	Кількість	Число одиниць обладнання, рем/рік	Норми трудомісткості, люд*год	Загальна трудомісткість, люд*год	Число оглядів на одиницю обладнання, 1/рік	Норми трудомісткості, люд*год	Загальна трудомісткість, люд*год	
1.Кабельні лінії зовнішньої системи електропост, км ААБ(3*95)	0,85	1	15	75	-	-	-	180
2.Кабельні лінії заводського електропостачання ААБ(3*35),км	0,5	1	15	30	-	-	-	180
3.Кабельні лінії заводського електропостачання ААБ(3*50),км	0,2	1	15	15	-	-	-	180
4. Силовий трансформатор ТМ1000/10	6	0,33	60	118,8	12	4,5	324	147,6
5.Батарея конденсаторів ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ	4	1	20	80	12	8,4	403,2	204,2
6. Батарея конденсаторів ККУ-0,4-60/12-5-21УЗ	2	1	20	40	12	8,4	201,6	102,1
7. Батарея конденсаторів ККУ-0,4-240/12-20-21УЗ	2	1	20	40	12	8,4	201,6	102,1
8. Батарея конденсаторів ККУ-0,4-100/10-10-21УЗ	2	1	20	40	12	8,4	201,6	102,1
Всього				438,8			1332	1198,1

$K_{вн}$ - коефіцієнт виконання норм, $K_{вн}=1,1$ – для ремонтного персоналу та $K_{вн}=1,05$ – для експлуатаційного,

$$N_{ГР} = \frac{438.8}{1850 * 1,1} = 0,215 \text{ людини.}$$

Отриманий результат заокруглимо до цілого числа і приймемо до уваги те, що ряд робіт по ремонту електрообладнання у відповідності з правилами безпеки повинні виконувати двоє людей [10].

Приймемо кількість ремонтного персоналу 2 чол.

Розрахуємо потребу в експлуатаційному персоналі:

$$N_{\text{обсл}} = \frac{T_{\text{огл}} + T_{\text{то}}}{\Phi_{\text{Д}} * K_{\text{вн}}} = \frac{1332 + 1198,1}{1850 * 1,05} = 1,3 \text{ людини.} \quad (4.4)$$

Приймаємо кількість експлуатаційного персоналу 2 чоловіки.

4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Визначимо річний фонд прямої заробітної плати для робочих, що зайняті на роботах з експлуатації та обслуговуванні електрообладнання та мереж

$$\Phi_{\text{п}} = N_{\text{обс}} \cdot \beta_{\text{в}} \cdot t_{\text{ч.е}} \cdot \Phi_{\text{д}}, \quad (4.5)$$

де $\beta_{\text{в}}$ - коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу, $\beta_{\text{в}} = 0.9$;

$t_{\text{ч.е}}$ - годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду експлуатаційних робочих, що дорівнює 15 грн/год.

$$\Phi_{\text{п}} = 2 * 0,9 * 15 * 1850 = 49950 \text{ грн.}$$

Річний фонд прямої заробітної плати для робочих, що виконують поточний ремонт електрообладнання та електромереж

$$\Phi_B = T_{\text{пр}} \cdot t_{\text{г.в}}, \quad (4.6)$$

де $t_{\text{ч.в}}$ - годинна тарифна ставка відрядників, що відповідає середньому розряду ремонтних робіт, $t_{\text{г.в}} = 20,5$ грн/год.

$$\Phi_B = 2 \cdot 690,2 \cdot 20,5 = 28298,2 \text{ грн.}$$

Фонд основної заробітної плати:

- на експлуатацію та обслуговування

$$\Phi_{\text{о.п}} = \Phi_{\text{п}} (1 + 0,05 + 0,01 + \alpha),$$

де 0.05 (5%) - доля доплат за роботу в нічний час;

0.01 (1%) - доля доплат за роботу в святкові дні;

α - доля преміальних доплат, $\alpha = 0,2$,

$$\Phi_{\text{о.п}} = 49950 (1 + 0,05 + 0,01 + 0,2) = 62937 \text{ грн};$$

- на поточний ремонт електрообладнання та мереж

$$\Phi_{\text{о.в}} = \Phi_{\text{в}} (1 + 0,05 + 0,01 + \alpha) = 28298,2 (1 + 0,05 + 0,01 + 0,2) = 35655,7 \text{ грн.}$$

Величина сумарного фонду заробітної плати з врахуванням додаткової заробітної плати:

$$\Phi_{\text{об.п}} = 62937 \cdot (1 + 0,075) = 67657,2 \text{ грн/рік};$$

$$\Phi_{\text{об.в}} = 35655,7 \cdot (1 + 0,075) = 38329,9 \text{ грн/рік},$$

де 0,075 = доля додаткової заробітної плати.

Врахувавши нарахування на заробітну плату (фонд соціального страхування - 4%; фонд зайнятості - 1.5%; пенсійний фонд - 32%), визначимо витрати підприємства на заробітну плату робітникам, що забезпечують експлуатацію та обслуговування електрообладнання та ремонтному енергоперсоналу:

$$C_{зп.т.о} = \Phi_{об.п} (1+0,04+0,015+0,32+) = 139543,1 \text{ грн};$$

$$C_{зп.п.р.} = \Phi_{об.в} (1+0,04+0,015+0,32+) = 52703,6 \text{ грн.}$$

4.3 Розрахунок витрат підприємства на матеріали, що потрібні на всі види ремонтів та технічне обслуговування електрообладнання та електромереж

Розрахунок потреби кількості основних матеріалів для всіх видів ремонтів та технічного обслуговування виконаємо на основі норм витрат матеріалів. В системі ППРОСПЭ витрати матеріалів, віднесені на 100 люд.-год трудомісткості ремонтів, включаючи і технічне обслуговування. Розрахунок виконаємо в табличній формі, таблиця 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок потреби кількості основних матеріалів

Назва матеріалу	Ціна, грн	Норма витрат на 100люд.-год	Вартість матеріалу, грн
Силові трансформатори			
Сталь сортова, кг	33,3	6	200
Припой олов'яно-свинцевий, кг	409,6	0,02	8,2
Припой мідно-фосфористий, кг	129,5	0,03	3,9
Електроди, кг	77,2	0,15	12
Кріпильні вироби, кг	69,2	2,0	138
Провід, м	130,7	0,5	653
Мідь/алюміній (голий), кг	145,3	62	9009
Картон електроізоляційний, кг	54,8	1,4	77
Кабельна бумага, кг	48	0,6	29
Лакотканина, м	101,0	0,2	20,2
Стрічка кіперна, кг	328	40	13120
Стрічка асбестова, електроіз. кг	9,2	0,05	0,46
Лак ізоляційний, кг	47,6	1,5	71,4
Емалі ґрунтові, кг	59,4	2,5	89,1
Масло трансформаторне, кг	36	0,58	20,9
Бензин, кг	300	0,7	210
Розчинник, кг	98,9	0,8	79
Маслостійка гума, кг	121	0,4	48,4
Гума профільна, кг	121	0,13	16
Шнур кручений, м	101,2	0,3	30,4
Обтирочний матеріал, кг	72	0,4	29

ВСЬОГО			23077
Кабельна лінія			
Сталь сортова, кг	166	2	332
Електроди, кг	77,2	0,1	7,7
ВСЬОГО			340

Вартість матеріалів для поточного ремонту:

$$C_{M \text{ ПР.}} = 0.01 \sum_{i=1}^f T_{n.p.i} \sum_{j=1}^g m_{np.i \dots j}, \quad (4.7)$$

де f - кількість груп обладнання та мереж;

$T_{n.p.i}$ - трудомісткість поточного ремонту для i групи;

g - число різновидності матеріалів;

$m_{np.j}$ - норма витрати j -го виду матеріалу на 100 люд.-год. трудомісткості поточного ремонту;

Π_{mj} - ціна одиниці матеріалу, грн.

$$C_{M \text{ ПР.}} = 0,01 [39,6 * 23077 + (81 + 57,8 + 12 + 47) * 340] = 9819 \text{ грн.}$$

Планова вартість матеріалів для технічного обслуговування

$$C_{M.T.O.} = 0.01 \sum_{i=1}^f T_{T.O.i} \sum_{j=1}^g m_{np.j} \cdot \Pi_{mj}, \quad (4.8)$$

де $T_{T.O.i}$ - трудомісткість технічного обслуговування для всієї i -ої групи.

$$C_{MTO} = 0,01 [147,6 * 2 * 23077 + 180 * 2 * 340] = 68932 \text{ грн.}$$

Витрати на обслуговування

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зп.т.о}} + C_{M.T.O.} = 139543,1 + 68932 = 208475,1 \text{ грн.}$$

Витрати на поточний ремонт

$$C_{п.р.} = C_{зп.п.р} + C_{м.п.р} = 52703,6 + 9819 = 625226 \text{ грн.}$$

4.4 Визначення амортизаційних відрахувань та інших витрат

Амортизаційні відрахування визначимо за формулою

$$C_a = \sum_{i=1}^f P_{ai} \cdot K_i, \quad (4.9)$$

де P_{ai} - норма амортизаційних відрахувань для i -ої групи;

K_i - капітальні вкладення в i -ту групу обладнання системи електропостачання.

$$C_a = [0,043 * 4670,53 * 1,7 + 0,064(2276,2 + 2276,2 + 2505,8)] * 10^3 = 793 * 10^3 \text{ грн.}$$

Інші витрати (витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частина загально - заводських витрат) приймають в розмірі 25-30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт та амортизацію

$$C_i = 0,25(C_{обс} + C_{пр} + C_a) = \\ = 0,25 (208475,1 + 625226 + 793000) = 406675,2 \text{ грн}$$

Таблиця 4.3 – Кошторис різних поточних витрат

Найменування статей	Втрати, грн	% до підсумку
Затрати на експлуатацію електро-обладнання та мереж	208475,1	10,2
Поточний ремонт	625226	30
Амортизаційні відрахування	793000	38
Інші витрати	406675,2	19
ВСЬОГО	2033376	

4.5 Розрахунок плати за електроенергію

Величина корисно спожитої електроенергії на підприємстві за рік

$$\mathcal{E}_a = P_p T_M = 2771,15 \cdot 3000 = 8313450 \text{ кВт*год.} \quad (4.10)$$

Розрахуємо величину втрат електроенергії в лініях 10 кВ.

$$\Delta \mathcal{E} = 7497 \text{ кВт*год}$$

Втрати потужності в трансформаторах

$$\Delta P_T = 32,96 \text{ кВт.}$$

Розрахуємо величину втрат електроенергії в трансформаторах.

$$\Delta \mathcal{E}_T = \Delta P_{mp} \cdot \tau = 32,96 \cdot 2000 \cdot 10^{-3} = 65920 \text{ кВт*год.} \quad (4.11)$$

Загальна потреба підприємства в електроенергії

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_a + \Delta \mathcal{E}_L + \Delta \mathcal{E}_T = 8313450 + 7497 + 65920 = 8386867 \text{ кВт*год.}$$

Плата за електроенергію, що спожита підприємством. Тариф на електроенергію становить 2,75 грн/кВт*год [14].

$$Ц = C_0 \cdot \mathcal{E} = 2,75 \cdot 10^{-3} \cdot 8386867 = 23063884 \text{ тис грн.} \quad (4.12)$$

4.6 Собівартість електроенергії

Собівартість однієї корисно спожитої кіловатт години електроенергії розраховується за формулою:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{\mathcal{E}_a}, \quad (4.13)$$

де $C_{\text{сум}}$ - величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис. грн/рік;

Δa – річна кількість корисної споживаної підприємством електроенергії, тобто без обліку втрат у лініях і трансформаторах, кВт·год/рік.

$$C_{\text{сум}} = C_{\text{ц}} + C_{\text{н}} = 23063884 * 10^3 + 2033,376 * 10^3 = 23065917 * 10^3 \text{ грн};$$

$$S = \frac{23065917 * 100}{8313450} = 2,77 \text{ (грн/кВт·год)}.$$

4.7 Висновки до розділу 4

1. За умови, що тариф на електроенергію 2,75 грн/кВт*год, собівартість електроенергії для Приватного акціонерного товариства «МАЯК» становить 2,77 грн/кВт*год

РОЗДІЛ 5.

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У даному дипломному проекті розробляється система електропостачання ПАТ «МАЯК». На підприємстві в цеху термопластавтоматів при виконанні робіт згідно ГОСТ 12.0.002-80 існують такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори у відповідності з прийнятою класифікацією (ГОСТ 12.0.003-74):

фізичні:

- рухомі машини та механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання, заготовки, матеріали, що пересуваються;
- підвищений рівень шуму на робочому місці(в цехах);
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень запиленості повітря робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може статись через тіло людини;

психофізіологічні:

- нервово психічні перевантаження (монотонність роботи);
- фізичні перевантаження (динамічні).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 повинні виконуватись наступні правила електробезпеки:

Для запобігання ураженню людей електричним струмом під час експлуатації електрообладнання, що знаходиться в цеху вимагається неухильне виконання таких умов:

- електроустановки зазначеного цеху повинні задовольняти вимоги ПВЕ та інших нормативних документів.
- Електропостачання і підключення до джерел живлення електроенергією слід виконувати на основі вимог для будівель і споруд усіх типів.
- Ввідно-розподільчі пристрої електропостачання повинні мати вторинне заземлення з опором не більше 3 Ом;
- Підключення по КЛ-0.4 кВ слід виконувати згідно з вимогами розділу ПВЕ.
- Силове електрообладнання має відповідати вимогам розділу ПВЕ.
- Електричне освітлення має відповідати вимогам розділу ПВЕ.

Електропроводки мають відповідати вимогам розділу ПВЕ.

Перед введенням нового електрообладнання в експлуатацію, а також після проведення ремонтних робіт, електроустановки вище вказаного цеху проходять технічний огляд та випробування в обсязі, що передбачається главою 1.8 ПВЕ та главою Е 2.13ПТЕ електроустановок.

Генеральний план підприємства розроблений у відповідності з вимогами безпеки праці та санітарно – гігієнічними нормами. Вони передбачають запобігання можливості виникнення шкідливих та небезпечних виробничих факторів. Враховується також природне освітлення та провітрювання і ін. Виробничі споруди , в згідності з діючими нормами та правилами , можуть мати різну форму та розмір , які повинні забезпечити добрі санітарно – гігієнічні та безпечні умови праці.

У цехах передбачається створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці.

Належну освітленість робочого місця як природнім, так і штучним освітленням дозволяє забезпечити наявність віконних проїомів та світильників.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Генеральний план заводу розробляється згідно з вимогами безпеки праці та санітарно-гігієнічними. Вони передбачають запобігання можливості виникнення шкідливих та небезпечних виробничих факторів. Враховуються природне освітлення та провітрювання.

Ділянка підприємства, окремі будівлі з технічними процесами, є джерелами виділення шуму вищих встановлених нормами рівнів для жилої будівлі вибираються з повітряної сторони для вітрів переважного напрямлення.

Особи, на яких впливає в процесі трудової діяльності шум, підлягають періодичним медичним оглядам.

На виробництві встановлюється санітарно-захисну зону розміром 50 м.

Допоміжні приміщення слід розміщувати в прибудовах до виробничих будівель в місцях з найменшим впливом небезпечних та шкідливих факторів. Висота допоміжних будівель повинна бути не менше як 2,4 м. У групу санітарно-побутових приміщень входять гардеробні, вбиральні, умивальні, курильні кімнати, приміщення для особистої гігієни, приміщення для обігрівання працівників та ін.

При організації робочого місця та визначенні робочих операцій необхідно керуватись принципами економії руху, які сприяють збільшенню виробничої праці та знижують втомленість, зменшують кількість похибок та травм.

5.2.1 Мікроклімат

Для підвищення працездатності і збереження здоров'я важливо створити для людини стабільні метеорологічні умови – мікроклімат повітряного середовища, що складається з температури, відносної вологості, швидкості руху повітря та інтенсивності теплового випромінювання. Оптимальні показники мікроклімату розповсюджуються на всю робочу зону приміщення, допустимі – на постійні і непостійні робочі місця робочої зони. Допустимі показники встановлюються у

випадку, коли по технологічним, технічним та економічним причинам неможливе забезпечення оптимальних показників. Роботи на дільницях в основному відносяться до фізичних робіт середньої важкості (категорії Пб).

Пб – роботи, що виконуються стоячи, пов’язані з ходінням, перенесенням вантажів до 10 кг і супроводжуються помірним фізичним напруженням (енерговитрати організму 200-250 ккал-год (232-293 Дж/с)).

Відповідно до вищенаведеного отримаємо такі нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні виробничого приміщення (таблиця 5.1).

Таблиця 5.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні виробничого приміщення

Період року	Категорія робіт	Температура, °C		Відносна вологість	Швидкість руху кисню, м/с
		Допустима на робочих місцях		Допустима на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима на постійних та непостійних робочих місцях
		Постійних	Непостійних		
Теплий	Середньої важкості Пб	16-27	15-29	70 при 25 °C	0,2-0,5
Холодний	Середньої важкості Пб	15-21	13-23	75	не більше 0,4

Для забезпечення мікроклімату проектом передбачені такі рішення:

- необхідно забезпечувати допустимі температури повітря для різної пори року. Для цього встановлюються пристрої для кондиціювання повітря влітку та нагріву – зимою. Також важливо визначити температуру навколишнього повітря;
- у теплий період року допускається підвищення температури повітря на постійних і непостійних робочих місцях до 30-31 °C .

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично-допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

В умовах, які розглядаються, забруднювачем повітря може бути нетоксичний пил. Його ГДК відповідно дорівнює: максимальна разова 0,5 мг/м³; середньодобова 0,15 мг/м³.

Для забезпечення складу повітря робочої зони проектом передбачене таке рішення:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановлені безпосередньо на дільницях біля обладнання і з яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;

5.2.3 Виробниче освітлення

Особлива увага приділяється освітленню виробничих приміщень. Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – (КПО) або e_N :

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (5.1)$$

де e_N – значення КПО, $e_N = 2$ згідно розряду зорових робіт (III);

m – коефіцієнт світлового клімату, згідно з ДБН В.2.5-28-2006 $m=0,9$.

Орієнтація світлових прорізів за сторонами горизонту на північ.

$$e_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8 \%. \quad (5.2)$$

На даних дільницях передбачено систему загального освітлення. Також на даному об'єкті передбачається аварійне освітлення.

Система освітлення, що проектується, повинна забезпечувати норму освітленості. Роботи у розрахунковому цеху відносяться до IIIв розряду зорових робіт, тому норма загальної освітленості становить 300 лк, а комбінованої – 750 лк.

Таблиця 5.2 – Вибір ламп денного світла

Дільниця	Тип лампи	Габарити	Номінальна потужність лампи, $P_{\text{ном}}$, Вт	Розрахунковий світловий потік, Φ , лк
Цех термопластавтомат	УПДДРЛ	446×590	700	35000

Аварійне освітлення повинно створювати на поверхнях, що вимагають обслуговування, освітленість 5% від нормованої від загального освітлення. Тому в розрахунковому цеху норма аварійної освітленості становить 15 лк.

Таблиця 5.3 – Вибір ламп аварійного освітлення

Дільниця	Тип лампи	Габарити	Номінальна потужність лампи, $P_{\text{ном}}$, Вт	Розрахунковий світловий потік, Φ , лк
Корпус металовиробів	ДРЛ	446×590	700	35000

Таблиця 5.4 – Вибір світильників

Тип світильника	Кількість ламп	Номінальна потужність лампи, Вт	Довжина, мм	Ширина, мм
УПДДРЛ	1	700	446	590

Світильники УПДДРЛ мають косинусну криву розподілення сили світла.

Для забезпечення виробничого освітлення проектом передбачені такі рішення:

- встановлення світильників типу УПДДРЛ згідно з санітарними нормами;
- живлення робочого і аварійного освітлення в нормальному режимі здійснюється від різних джерел.

5.2.4 Виробничий шум

Шум являє собою хаотичне поєднання звуків різної частоти і інтенсивності, і є одним з найбільш розповсюджених факторів зовнішнього середовища. Звук є хвильовим коливанням пружного середовища, при якому

виявляється залишковий тиск. Цей залишковий тиск завдяки пружності оточуючого повітря передається від одного шару повітря до іншого. Викликаючи цим появу звукових хвиль.

При розповсюдженні звукової хвилі, частина повітря виконує коливання біля положення рівноваги. Діапазон відчутних частот звуку лежить в межах 20-2000 Гц. Дія шуму на людину може викликати різні загально-біологічні подразнення, патологічні зміни, функціональний розлад і механічні пошкодження. Тривала дія інтенсивного шуму може викликати погіршення слуху людини, втому, появу професійних захворювань, а при рівнях 120-140 дБ спроможний викликати механічний розлад слухового апарату. Також шум може впливати на інші системи: серцево-судинну систему, погіршення тону, роботи шлунку і т.п.

Допустимий рівень шуму для постійних робочих місць і робочих зон у виробничих приміщеннях і на території підприємства дорівнює 75дБ. При перевищенні цих вимог для конкретних приміщень передбачені загороджуючі екрани у машин, які є основними збудниками шуму, а також звукоізолюючі стіни і перегородки між цехами.

Нормуються допустимі рівні звукового тиску:

$$L=20(P_1/P_0), \text{ дБ} \quad (5.3)$$

де P_1 – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па, за період часу, що розглядається;

P_0 – значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньо геометричною частотою 1000 Гц.

Нормуються допустимі рівні звукового тиску залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами ГС).
Або нормуються допустимі рівні звуку:

$$L=20lg(P_A/P_0), \text{ дБа} \quad (5.4)$$

де P_A – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра.

Нормуються допустимі рівні звуку залежно від характеру робіт і характеру шуму.

У цеху металовиробів шум є постійним, по походженню механічний. Шум погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює прийом та сприйняття інформації, зменшує продуктивність праці, збільшує брак в роботі, створює передумови до виникнення нещасних випадків.

Таблиця 5.6 – Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях у виробничих приміщеннях на території підприємства.

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску, дБ в октавних полосах із середньо-геометричними частотами, Гц									Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку, дБа
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні проектом передбачено:

- приміщення, в яких розміщуються такі установки відгороджуються від інших приміщень перегородками;
- вентиляційні установки, які є основними джерелами шуму встановлені на віброізолюючих амортизаторах і окремих фундаментах;

у більшості цехів для виключення випадків перевищення допустимого рівня шуму необхідно регулярно здійснювати контроль роботи обладнання, яке шумить, і своєчасно усувати недоліки, що викликають підвищення рівня шуму під час роботи обладнання.

5.2.5 Виробничі вібрації

Нормуються допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості:

$$L=20\lg(V_1/V_0), \text{ дБ} \quad (5.5)$$

де V_1 - середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с;

V_0 - 5-10 м/с – вихідне значення віброшвидкості.

У розрахунковому цеху, в основному, має місце локальна вібрація, яка викликає різні ступені судинних, нервово - м'язових, кістково суставних та інших порушень. Спазми судин починаються з кінцевих фаланг пальців і розповсюджуються на всю кисть, передпліччя і судини серця.

Таблиця 5.7 – Допустимі рівні локальної вібрації на постійних робочих місцях

Октавні полоси з середньо-геометричними частотами, Гц									
	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
–	–	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		115	109	109	109	109	109	109	109

Примітка: у чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, 10⁻² м/с, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Відповідно до вимог ”Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів“ передбачено заходи по зниженню виробничих шумів і вібрацій від робочого обладнання.

Для зменшення дії вібрації на працюючих проектом передбачено:

вентиляційні установки, які є основними джерелами вібрації, встановити на віброізолюючих амортизаторах і окремих фундаментах;

- використання гнучких вставок між вентиляторами та газоходами;
- вибір оптимальних швидкостей руху повітря і теплоносія.

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Відповідно до стандартного визначення, пожежа – це неконтрольований процес горіння поза спеціальним вогнищем, яке наносить матеріальний збиток.

Монтажно-штампувальний цех відноситься до приміщень категорії Д. Ступінь вогнестійкості корпусу – IV.

Таблиця 5.8 – Категорії приміщень за вибухо- та пожежонебезпекою

Категорія приміщення	Характеристика речовин та матеріалів, що знаходяться у приміщенні
Д	Негорючі речовини і матеріали у холодному стані

Таблиця 5.9 – Конструктивні характеристики будівлі в залежності від ступеня вогнестійкості

Ступінь вогнестійкості	Конструктивні характеристики
IV	Будівлі з несучими і відгороджуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. У покриттях будівель допускається застосування незахищених сталевих конструкцій

Мінімальні межі вогнестійкості для будівлі ступеня вогнестійкості IV наведені у таблиці 5.10.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В приміщенні, що проектується, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, до 1 чол/м² не обмежується.

Таблиця 5.10 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях цеху №.1

Стіни				Колони	Драбинні і площадки	Плити, інші несучі конструкції	Елементи покриття	
Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Перегородки				Плити	Балки, арки, рами
$\frac{1}{0}$	$\frac{0.5}{0}$	$\frac{0.25}{40}$	$\frac{0.25}{40}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{0.25}{5}$	$\frac{0.25}{0}$

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 5.11.

Таблиця 5.11 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу (дверей)
8000	Г	IV	260

На території цеху термопластавтоматів встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогашіння, які розміщуються в ньому, слід включати:

вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1шт., гаки – 3 шт, лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщенні щит розташований у легкодоступному місці, ближче до виходу.

Для визначення видів та кількості первинних засобів пожежегасіння потрібно враховувати фізико-хімічні та пожежонебезпечні якості горючих речовин, їх взаємодію з вогнестійкими речовинами, а також розміри площ приміщень підприємства, відкритих площадок та установок.

Пожежна безпека повинна забезпечуватись системою протипожежного захисту, протипожежними організаційно – технічними заходами:

- паспортизація горючих речовин;
- організація навчання працівників правилам пожежної безпеки;
- розробка заходів по діям адміністрації працівників на випадок виникнення пожежі;
- виготовлення і застосування засобів пожежної сигналізації по забезпеченню пожежної безпеки;
- при зберіганні, перевірці, видачі для роботи і експлуатації приладів і знарядь повинні виконуватись правила техніки безпеки при експлуатації електроустановок;
- струмоведучі частини повинні бути ізольовані, огороженні чи розміщені в містах недоступних дотику людини;
- пристрої РЗА повинні бути постійно ввімкнені, крім пристроїв, які повинні виводитися з роботи згідно їх призначення і принципу дії, режимом роботи енергосистеми і умовами селективності;
- пристрої аварійної та попереджувальної сигналізації повинні бути завжди готові до дії;
- в експлуатації повинна бути забезпечена нормальна робота апаратури релейного захисту;

На території підприємства постійно підтримується порядок і чистота,

вчасно видаляється сміття, відходи виробництва у встановлені місця; дороги, проїзди, під'їзди до будинків повинні справні, вільні; між будинками і спорудженнями зберігаються протипожежні розриви; забезпечений вільний доступ до засобів пожежегасіння, гідрантам, стаціонарним пожежним східцям, пожежної сигналізації.

Обов'язково регулярно очищуються тунелі із трубами водяного і парового опалення, вентиляційні шахти; вчасно очищуються від нагару димарі, періодично перевіряються на справність і надійність заземлення, занулення, грозозахист виробничих будинків, пожежо- та вибухонебезпека помешкань.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Діюча система електропостачання не відповідає електричним навантаженням, які змінилися у зв'язку із зміною технології виробництва, номінклатури продукції, що виробляється на підприємстві.
2. В системі електропостачання ПАТ «Маяк» доцільно встановити три комплектних двотрансформаторних підстанції з трансформаторами потужністю 1000 кВА.
3. Для зниження втрат активної потужності в мережах 10 кВ підприємства і трансформаторах, враховуючи вимоги енергосистеми, на ТП підприємства слід під'єднати комплектні БСК серії ККУ-0,4 загальною потужністю 2000 квар.
4. БСК в умовах несиметрії напруги збільшує значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності та рівня відхилення напруги, а в деяких випадках може супроводжуватись порушенням вимог ГОСТ 13109-97 по відповідним параметрам.
5. Для практичного керування реактивною потужністю в реальному масштабі часу за допомогою БСК, недопускаючи негативних результатів, пов'язаних із несиметрією режиму, може бути використаною розроблена математична модель.
6. За умови, що тариф на електроенергію 2,75 грн/кВт*год, собівартість електроенергії для Приватного акціонерного товариства «МАЯК» становить 2,77 грн/кВт*год

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник з дисципліни «Електропостачання». – Вінниця: ВДТУ. 2002. – 140с.
2. Справочник по проектированию электроснабжения / Под редакцией Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 576 с.
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Под общ. ред. А.А.Федорова и Г.В. Сербиновского. Кн.2. Технические сведения об оборудовании. – М.: «Энергия», 1974. – 528 с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. www.ukrelektroapparat.km.ua ВАТ “УКРЕЛЕКТРОАПАРАТ” Силові трансформатори, трансформаторні підстанції, камери розподільних пристроїв
6. Правила устройств электроустановок. М., Энергия, 1986.
7. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання / В.Г.Рудницький–Київ Освіта України , 2013. – 286 с
8. ГОСТ 13109-97.Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения
9. Шишкин С.А. Управление батареями косинусных конденсаторов при несимметрии напряжения сети / С.А. Шишкин // Электрика.–2004. - №5. –С. 38-39.
10. Терешкевич Л.Б. Керування реактивною потужністю в умовах несиметрії напруги мережі / Л.Б. Терешкевич, Т.М. Червінська // Промелектро. – 2008. - №5. – С. 20-27.
11. Рогальський Б.С. Проблеми енергозбереження. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах: [навчальний посібник] / Б.С. Рогальський. - Вінниця: ВДТУ, 1996. – 112 с.

12. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭААС, 2009. – 456 с. – ISBN 978-5-93196-958-9.

13. Аввакумов В.Г. Методы нескалярной оптимизации и их приложения / В.Г. Аввакумов. – К.:Вища школа, 1990. – 188 с.

14. <http://energylogia.com/business/jekonomija-jelektrojenergii/tarify-na-jelektrojenergiju-dlja-predprijatij-ukrainy-2017.html> Тарифы на электроэнергию для предприятий Украины — анализ ситуации на 2019 год

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

_____ 2020 р.
“ ___ ” _____ 2020 р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ___ ” _____ 2020 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

«Підвищення якості електропостачання Приватного акціонерного товариства «Маяк», м. Вінниця»

08-17.МКР.014.05.100 ТЗ

Науковий керівник:

проф. Терешкевич Л.Б. _____

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 19м

Пержар А.М.. _____

(підпис)

Вінниця 2020 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № ____ від ____ 2020 р.

Дата початку роботи 5 вересня 2020 р.

Дата закінчення роботи 10 грудня 2020 р.

2. МЕТА І ПРИЗНАЧЕННЯ МКР. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБКИ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

а) *мета* – Метою роботи є оптимізація електропостачання ПАТ «Маяк» шляхом прийняття оптимальних рішень з кількості та потужності трансформаторних підстанцій, оптимальних перерізів ліній мереж підприємства, визначення оптимальних координат місця установки трансформаторних підстанцій та розрахувань оптимальних потужностей конденсаторних установок та розробка математичної моделі для їх керування в умовах несиметрії напруг.

б) *призначення розробки* – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) *вихідні дані для виконання МКР:*

генплан підприємства (об'єкта); план цеха (об'єкта, ділянки, приміщення) із розташуванням обладнання; відомості про особливості технологічних процесів та навколишнього середовища (внутрішнього та зовнішнього); відомості про електричні навантаження підприємства (цеха, об'єкта, ділянки, приміщення); відомості про джерела живлення, їх віддаленість; графіки електричних навантажень (для діючого підприємства, енергетичного району); основні техніко-економічні показники.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад. Л. Б. Терешкевич, О. Д. Демов, Ю. А. Шулле. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 28 с.

3.2 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.

3.3. М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків».- Вінниця: ВНТУ, 2005р.

3.4. Демов О. Д. «Економія електроенергії на промислових підприємствах».- Вінниця: ВНТУ, 2006р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи
1	1 Відомості про підприємство та характеристики електроприймачів.	10.10.2020
2	2 Оптимізація системи електропостачання ПАТ «Маяк»	30.10.2020
3	3 Компенсація реактивної потужності в системі електропостачання з врахуванням несиметрії напруги	15.11.2020
4	4 Економічна частина роботи	30.11.2020
5	5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2020
6	Написання пояснювальної записки	10.12.2020

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ Не передбачається

Додаток Б

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ
ВИПУСКНОЇ РОБОТИ

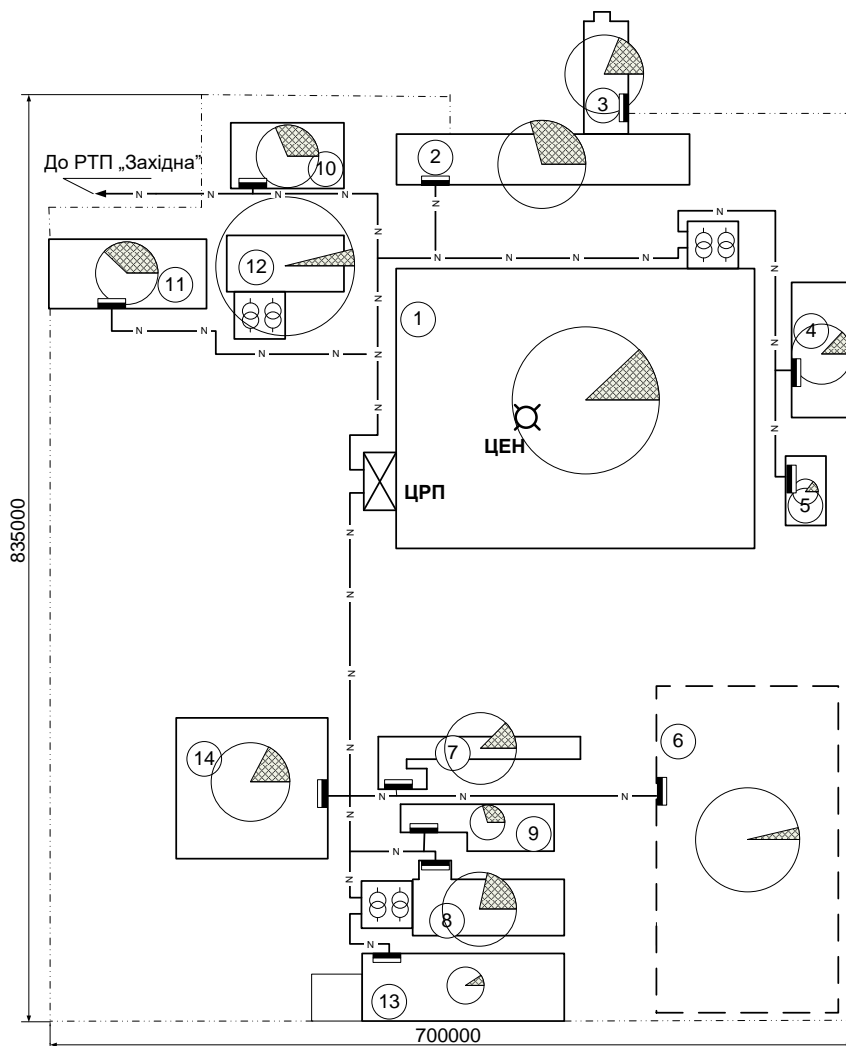
Дані про електроспоживачів цехів підприємства наведені в таблиці Б.1.

План підприємства, зображено на рис. Б.1.

Таблиця Б.1 – Дані про електроспоживачів підприємства

№ п/п	Найменування цеху	$P_{вст}$	$K_{п}$	$\frac{\cos\varphi}{\operatorname{tg}\varphi}$	$\omega_{пит\ осв}$, кВт/м ²	F, м ²	Категор. за надійністю
1	Основні виробничі приміщення	800	0,7	0,7/1,02	0,016	20000	II
2	Збирально-монтажний	210	0,8	0,8/0,74	0,015	10118	II
3	Субабонент №1, Адмінкорпус	120	0,9	0,9/0,48	0,016	10000	III
4	Ремонтно-механічний	150	0,6	0,9/0,48	0,015	4000	II
5	Очисні споруди	22	0,8	0,8/0,75	0,017	850	III
6	Субабонент №2	380	0,8	0,8/0,74	0,018	2304	III
7	Відділ випробувань	180	0,7	0,8/0,74	0,017	3706	II
8	Нестандартного обладнання	200	0,6	0,8/0,74	0,019	4705	III
9	Тарно-пакувальний	40	0,6	0,7/1,02	0,017	3889	III
10	Субабонент №3	100	0,9	0,85/0,62	0,014	3706	III
11	Друкарня	80	0,7	0,8/0,74	0,019	7624	III
12	Термопластавтоматів	650	0,8	0,8/0,74	0,024	4151	II
13	КСК „Маяк”	40	0,9	0,85/0,62	0,016	882	III
14	Субабонент №4	200	0,7	0,8/0,74	0,012	14082	III

План підприємства зображено на рис. Б.2.



№ п/п	Найменування цеху
1	Основні виробничі приміщення
2	Збирально-монтажний
3	Субабонент №1, Адмінкорпус
4	Ремонтно-механічний
5	Очисні споруди
6	Субабонент №2
7	Відділ випробувань
8	Нестандартного обладнання
9	Тарно-пакувальний
10	Субабонент №3
11	Друкарня
12	Термопластавтоматів
13	КСК „Маяк“
14	Субабонент №4

Рисунок Б.1 – План підприємства

Можливе джерело живлення підприємства підстанція „Західна” 110/10 кВ, потужність короткого замикання на шинах 110 кВ становить 100 МВА. На підстанції „Західна” встановлено два трансформатора типу ТДТНГ 20000/110. Підстанція знаходиться на віддалі 0,85 км від підприємства. Вхідна реактивна потужність, що встановлена енергопостачальною компанією для споживання ПАТ «Маяк» в години максимальних навантажень в системі становить 300 квар.

Додаток В
ДЕМОНСТРАЦІЙНИЙ МАТЕРІАЛ ДО РОБОТИ

Пержар Андрій Миколайович

ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПРИВАТНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
„МАЯК”, М. ВІННИЦЯ

Магістерська кваліфікаційна робота

Керівник:

Терешкевич Леонід Борисович

Кандидат технічних наук, професор

Актуальність теми. Діюча система електропостачання ПАТ «Маяк» була спроектована, змонтована та прийнята в експлуатацію ще в 80-тих роках минулого століття. Вона повністю задовольняла всім вимогам: було встановлено сучасне на той час електрообладнання, яке вибиралось по електричним навантаженням, сформованими технологічними процесами виробництва.

З того часу повністю змінились технології та номенклатура продукції, яка виготовляється на підприємстві. Частина виробничих площ передана іншим юридичним та фізичним особам, електроприймачі яких під'єднанні до мереж підприємства і отримують електроенергію на правах субабонентів. Зазначені обставини привели до зміни електричних навантажень, в даному випадку в сторону їх зниження. Технічні параметри електроапаратів, та електричних мереж в багатьох випадках не відповідають електричним навантаженням, та параметрам нормальних та аварійних режимів. Тому для ПАТ «Маяк» актуальною технічною задачею є підвищення якості електропостачання шляхом оптимізації самої системи електропостачання (вибором:

- оптимальної кількості та потужності трансформаторів,
- оптимальних перерізів провідників електричних мереж,
- оптимального розміщення трансформаторних підстанцій,
- оптимальних потужностей пристроїв, які оптимізують електричні режими в системі електропостачання)

та розробки методу керування БСК із врахуванням реальних напруг у вузлах їх під'єднання.

Об’єкт дослідження – система електропостачання ПАТ «МАЯК».

Предмет дослідження – елементи схеми та електричні режими в системі електропостачання.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є оптимізація електропостачання ПАТ «Маяк» шляхом прийняття оптимальних рішень з кількості та потужності трансформаторних підстанцій, оптимальних перерізів ліній мереж підприємства, визначення оптимальних координат місця установки трансформаторних підстанцій та розрахувань оптимальних потужностей конденсаторних установок та регулювальних відгалужень трансформаторів цехових підстанцій, що дозволить суттєво поліпшити технічні та економічні характеристики функціонування систем електропостачання ПАТ «Маяк».

Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП

$$3(S_T) = (E_e + E_a) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + \left[\Delta P_{xx}(S_T) \cdot k_T + \Delta P_{кс}(S_T) \cdot \frac{S_{ТП}^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right] \cdot t \cdot \tau \rightarrow \min_{S_T \in S_{СТ}}$$

$$\begin{aligned} S_T \cdot k_T \cdot k_H &\geq S_{ТП\text{см}} \\ k_T > 1 &\Rightarrow S_T \cdot k_{Па} \geq S_{ТП\text{р}} \cdot k_{НПа}, \\ S_T &\in S_{СТ} \end{aligned}$$

№ ТП	Номер цеху	Розрахункова активна потужність Pp, кВт	Розрахункова реактивна потужність Qp, квар	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Pс, кВт	Середня реактивна потужність Qс, квар	Повна середня потужність Sc, кВА	Кількість трансформаторів в ТП
ТП1	6	319,93	193,81	374,06	211,93	126,88	247,01	2
	7	188,37	124,44	225,76	143,37	90,69	169,65	
	8	174,67	109,76	206,29	190,67	121,76	226,23	
	9	85,82	54,16	101,48	73,82	41,91	84,89	
	13	48,42	28,27	56,07	32,42	18,36	37,25	
	14	274,71	165,88	320,90	193,71	105,13	220,40	
	Всього по ТП1	1091,91	676,32	1284,40	845,91	504,73	985,05	
ТП2	2	301,90	255,18	395,30	221,90	161,64	274,54	2
	10	138,51	79,06	159,49	103,51	57,37	118,35	
	11	199,41	110,84	228,14	179,41	95,84	203,40	
	12	621,62	438,78	760,88	231,62	146,28	273,94	
		Всього по ТП2	1261,44	883,85	1540,27	736,44	461,13	
ТП3	1	867,20	718,77	1126,35	467,20	310,69	561,07	2
	5	31,11	19,69	36,82	25,61	15,56	29,97	
	4	146,10	70,52	162,23	108,60	52,35	120,56	
	3	248,80	148,58	289,79	200,80	112,58	230,21	
		Всього по ТП3	1293,21	957,56	1609,13	802,21	491,19	

Показник ефективності вибору трансформаторів ТП - річні приведені затрати на підстанцію

Керована змінна - потужність трансформаторів – S_T

Множина доступних значень – всі стандартні потужності трансформаторів S_T .

Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(x) = \left[(E_\epsilon + E_a) \cdot K_0(x) + 3 \cdot I_\lambda^2 \cdot r_0(x) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_\lambda \rightarrow \min_{x \in X_{ст}} \\ x \geq x_{доп} \equiv k_{доп} \cdot I_{доп}(x) \geq I_\lambda \\ x \geq x_{доп} \equiv k_{на} \cdot I_{доп}(x) \geq I_\lambda \cdot k_\lambda \cdot k_{на} \\ \Delta U_H(x) \leq \Delta U_{доп} \\ \Delta U_{на}(x) \leq \Delta U_{доп} \\ x \geq x_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}}{C} \\ x \in X_{ст} \end{array} \right.$$

Критерій ефективності річчі приведені затрати в зовнішню лінію живлення

Керована змінна: переріз кабельних ліній (мм²).

Множина доступних рішень: множина всіх стандартних перерізів кабельних ліній 10 кВ.

Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

6

„Західна” - ЦРП					доп, А	dUn, %	dUna, %	dP, кВт	K, т.грн	E*K, т.грн	Bв, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Idоп >= Ip	n*Idоп >= Kkna*k*Ip	dUn <= dUдоп	dUna <= dUнадоп	F >= Fкз
25					65													
26	10	3,1	0,122	9,5381	65													
27	16	1,94	0,113	13,784	75													
28	25	1,24	0,099	19,854	90													
29	35	0,89	0,095	25,953	115													
30	50	0,62	0,09	36,927	140													
31	70	0,443	0,086	50,501	165													
32	95	0,326	0,083	65,451	205													
33	120	0,258	0,081	82,823	240													
34	150	0,206	0,079	102,11	275													

ЦРП – ТП3		Економічні характеристики										
1	Вибір оптимального перерізу КЛЗ											
2	Економічні характеристики											
3												Bо= 560,895
4												Eо= 0,1
5	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Eа= 0,04
6	Дані нормального режиму											
7	Напруга, кВ											U = 10
8	Активна розрахункова потужність споживача, кВт											P = 1311,005
9	Реактивна розрахункова потужність споживача, кВар											Q = 1063,236
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А											Ip = 48,73
11	Коефіцієнт допустимого навантаження											Kдоп = 0,92
12	Допустима втрата напруги в КЛ, %											dUдоп = 5
13	Кількість кабелів											k = 2
14	Довжина лінії, км											L = 0,5
15	Дані аварійного режиму											
16	Струм КЗ на початку лінії, кА											Iкз = 2,380644
17	Приведений час КЗ, с											tn = 1,5
18	Тепловий коефіцієнт C, (A*c*(1/2))/мм²											C = 90
19	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм²											Fкз = 32,40
20												
21	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі											Kпа = 1,25
22	Доля навантаження в післяаварійному режимі											Kпа2 = 0,8
23	Допустима втрата напруги в КЛ, %											dUнадоп = 5
24												

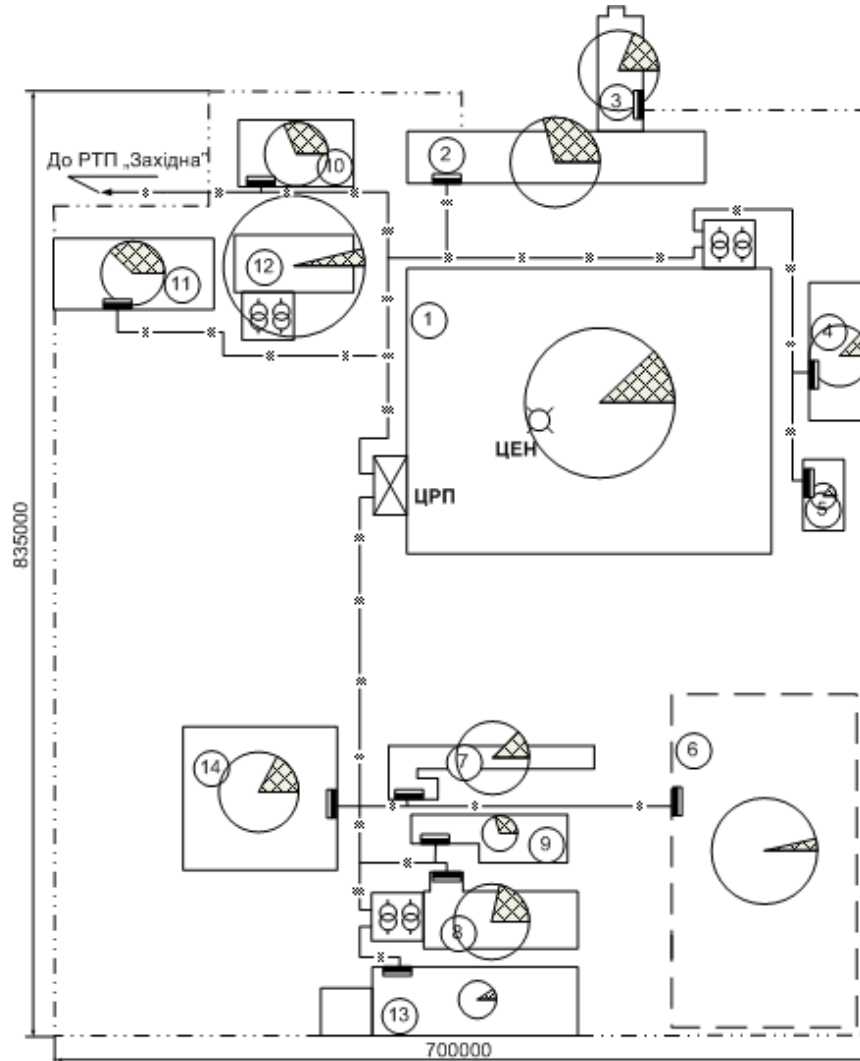
ЦРП – ТП1		F, мм²	Rо, Ом/км	Xо, Ом/км	K0, т.грн/км	Idоп, А	dUn, %
25							
26	10	3,1	0,122	9,5381	65		
27	16	1,94	0,113	13,784	75		
28	25	1,24	0,099	19,854	90		
29	35	0,89	0,095	25,953	115		
30	50	0,62	0,09	36,927	140		
31	70	0,443	0,086	50,501	165		
32	95	0,326	0,083	65,451	205		
33	120	0,258	0,081	82,823	240		
34	150	0,206	0,079	102,11	275		
35	185	0,167	0,077	137,48	310		

ЦРП – ТП2		F, мм²	Rо, Ом/км	Xо, Ом/км	K0, т.грн/км	Idоп, А	dUn, %	dUna, %	dP, кВт	K, т.грн	E*K, т.грн	Bв, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Idоп >= Ip	n*Idоп >= Kkna*k*Ip	dUn <= dUдоп	dUna <= dUнадоп	F >= Fкз					
25																								
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	1,05	1,68	22,08	9,54	1,34	12,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
27	16	1,94	0,113	13,784	75	0,67	1,07	13,82	13,78	1,93	7,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
28	25	1,24	0,099	19,854	90	0,43	0,69	8,83	19,85	2,78	4,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
29	35	0,89	0,095	25,953	115	0,32	0,51	6,34	25,95	3,63	3,56	7,19	35	+	+	+	+	+	+	+				
30	50	0,62	0,09	36,927	140	0,23	0,36	4,42	36,93	5,17	2,48	7,65	50	+	+	+	+	+	+	+				
31	70	0,443	0,086	50,501	165	0,17	0,27	3,16	50,50	7,07	1,77	8,84	70	+	+	+	+	+	+	+				
32	95	0,326	0,083	65,451	205	0,13	0,21	2,32	65,45	9,16	1,30	10,47	95	+	+	+	+	+	+	+				
33	120	0,258	0,081	82,823	240	0,11	0,17	1,84	82,82	11,60	1,03	12,63	120	+	+	+	+	+	+	+				
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,09	0,14	1,47	102,11	14,30	0,82	15,12	150	+	+	+	+	+	+	+				
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,08	0,12	1,19	137,48	19,25	0,67	19,91	185	+	+	+	+	+	+	+				
36	Мінімальні затрати, тис.грн											Змін	7,19											
37	Оптимальний переріз КЛ, мм²											Холт	35											

Мінімальні затрати, тис.грн		Змін	6,88
Оптимальний переріз КЛ, мм²		Холт	35

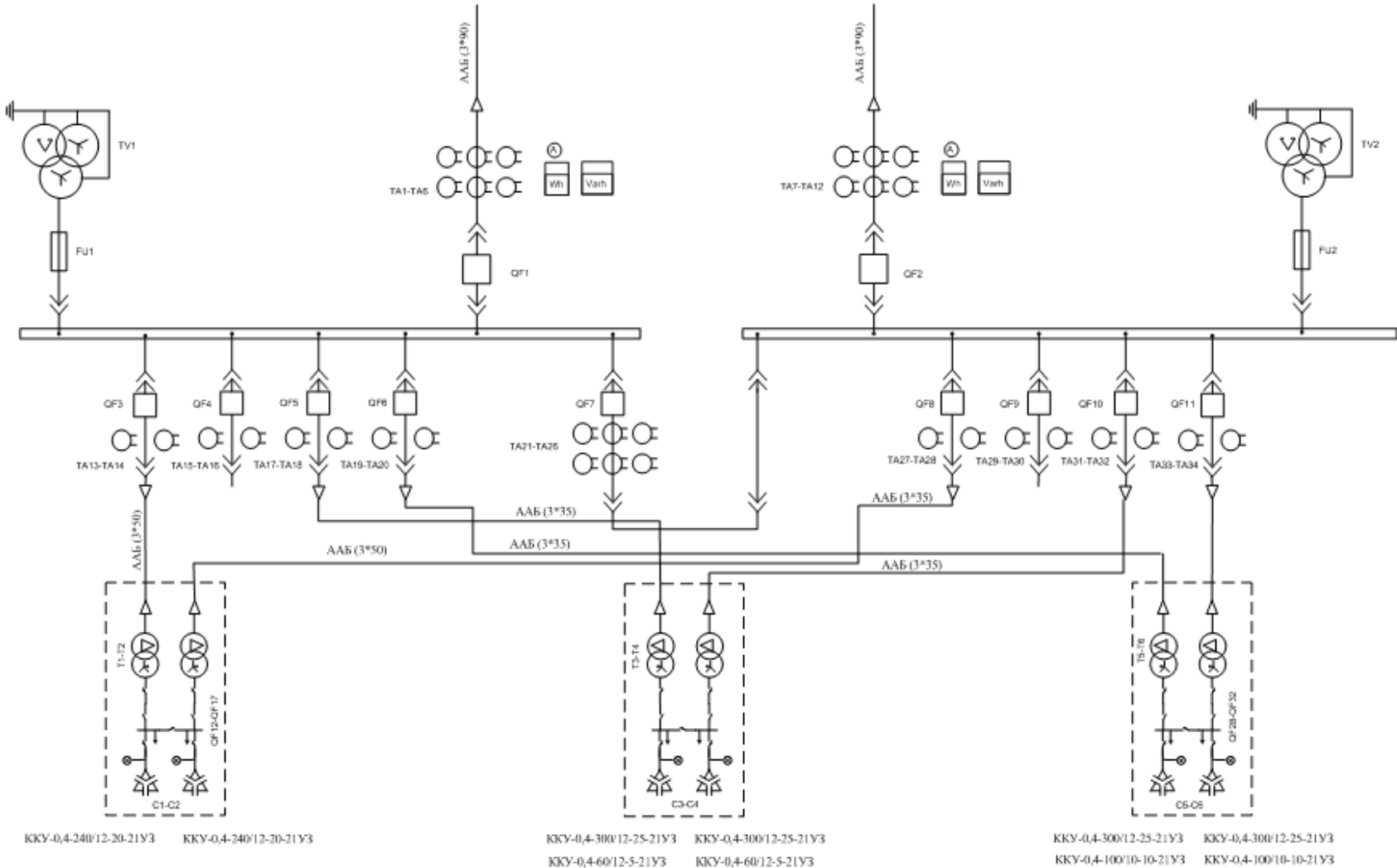
План підприємства з електричними мережами

7



№ п/п	Найменування цеху
1	Основні виробничі приміщення
2	Збирально-монтажний
3	Субабонент №1, Адмінкорпус
4	Ремонтно-механічний
5	Очисні споруди
6	Субабонент №2
7	Відділ випробувань
8	Нестандартного обладнання
9	Тарно-пакувальний
10	Субабонент №3
11	Друкарня
12	Термопластавтоматів
13	КСК „Маяк“
14	Субабонент №4

Однолінійна схема електропостачання



Робота БСК симетричного виконання в умовах несиметрії напруги

При несиметрії напруг реактивна потужність, генерована БСК, змінюється по відношенню до $Q_{\text{ном}}$ на:

$$\Delta Q = Q_{\text{ном}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2 - U_1^2 \cdot (1 + k_{2U}^2)}{U_{\text{ном}}^2}.$$

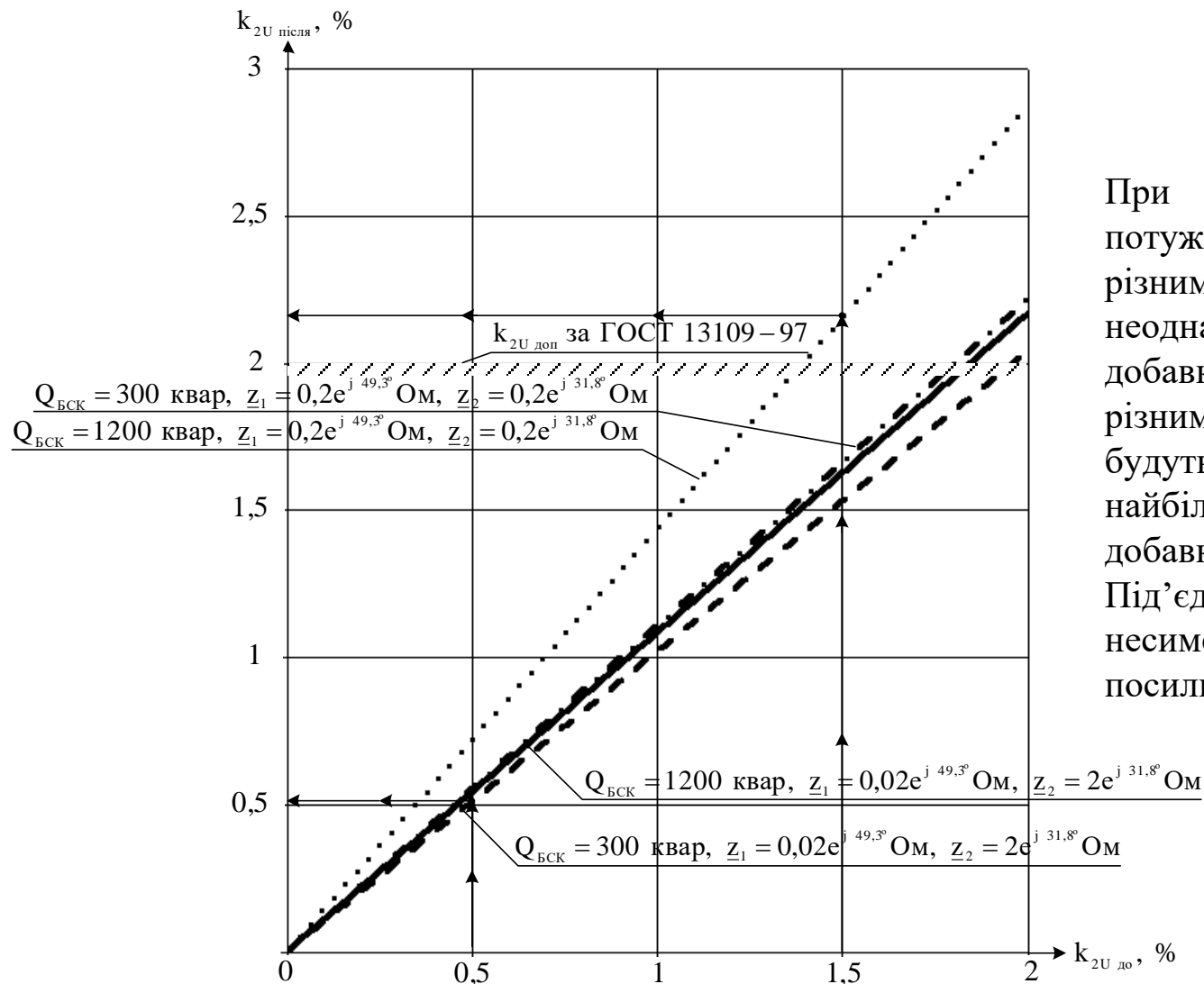
При несиметричному режимі в БСК виникають додаткові втрати активної потужності, які визначаються за формулою

$$\Delta P_{2\text{БК}} = Q_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\delta \cdot k_{2U}^2$$

Якщо напруга зворотної послідовності до ввімкнення секцій БСК у вузлі їх під'єднання дорівнює $\dot{U}_{2\text{до}}$, а добавка напруги зворотної послідовності - $\Delta\dot{U}_2$, то напруга зворотної послідовності після ввімкнення секцій БСК становитиме:

$$\dot{U}_{2\text{після}} = \dot{U}_{2\text{до}} + \Delta\dot{U}_2$$

Графіки зміни значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності в функції різних факторів



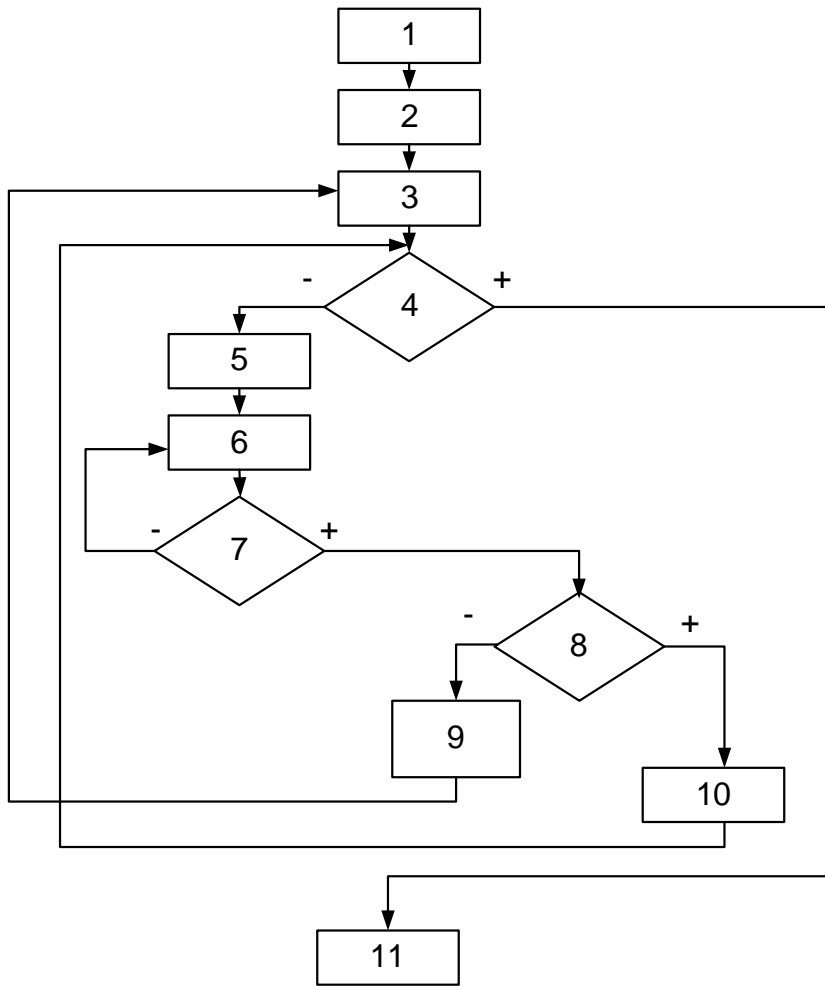
При несиметричних режимах потужності плеч БСК, знаходячись під різними за величинами напруг, будуть неоднакових значень. В результаті добавки напруги, створені БСК по різним фазам трифазної системи, будуть різними. Причому для фази з найбільшої за модулем напруги добавка буде найбільшою і навпаки. Під'єднання такої БСК в умовах несиметрії напруги остання буде посилюватись

**Математична модель, що забезпечує допустимі значення
несиметрії напруги при керуванні БСК**

$$\left\{ \begin{array}{l} Q' - \mathbf{X}^T \cdot \Delta Q(U) \rightarrow \min \\ Q' - \mathbf{X}^T \cdot \Delta Q(U) \geq Q_{\text{доп}} \\ \left| \left(\text{Re } \dot{U}_2 + \mathbf{X}^T \cdot \mathbf{A} \right) + j \cdot \left(\text{Im } \dot{U}_2 + \mathbf{X}^T \cdot \mathbf{B} \right) \right| \leq U_{2\text{доп}} \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ x_i, \bar{x}_i = 1 \forall 0, \end{array} \right.$$

Цільова функція математичної моделі описує величину реактивної потужності в лінії живлення. Перше з обмежень контролює величину реактивної потужності, що буде мати місце в результаті реалізації вектора керування. Друге обмеження забезпечує для режиму, який буде в результаті реалізації вектора керування, напругу. Третє обмеження вказує, що для отримання ефекту в мережі кожна із секцій БСК може бути ввімкненою або вимкненою

Блок-схема алгоритму розрахунку оптимального вектора керування БСК з врахуванням реальних напруг



- 1 – отримання початкових даних;
- 2 – визначення потужностей секцій БСК і добавок напруги від їх ввімкнення за фактичною напругою на затискачах;
- 3–знаходження попередньої множини допустимих до включення потужностей секцій БСК D_k^{II} ;
- 4 – перевірка , чи D_k^{II} – не пуста множина;
- 5 – прийняття попереднього рішення про ввімкнення чергової секції, на основі рекурентних співвідношень (3.11);
- 6 – уточнення стану системи з врахуванням післядії включення секції БСК;
- 7 – перевірка умови достатності наближення;
- 8 – формування на основі уточнених значень. Перевірка належності потужності секції БСК, що відповідає попередньо-прийнятому рішення, множині;
- 9 – виключення потужності секції БСК , що відповідає попередньо-отриманому рішення, з допустимих розв’язків;
- 10 – прийняття кінцевого рішення про ввімкнення чергової секції БСК;

**Результати КРП з врахуванням несиметрії
напруг та без її врахування**

З врахуванням <u>несиметрії</u> напруги					Без врахуванням <u>несиметрії</u> напруги			
Етапи вирішення задачі	Вектор керування X	Q , квар	U_2 , В	k_{2U} , %	Вектор керування X	Q , квар р	U_2 , В	k_{2U} , %
Вих. стан	(0 0 0 0 0 0 0)	450	3,5	1,59	(1 0 0 0 0 0 0)	6,56	3,64	1,655
1	(0 1 0 0 0 0 0)	162,5	3,59	1,632				
2	(0 1 0 0 1 0 0)	54,4	3,63	1,648				

Наукова новизна одержаних результатів.

Удосконалено електропостачання ПАТ «Маяк» шляхом автоматизованого вибору оптимальних потужностей трансформаторів цехових ТП, перерізів кабельних ліній та місця установки трансформаторних підстанцій, а розроблена математична модель на відміну від відомих моделей дозволяє виконати розрахунок керування БСК із врахуванням реальних напруг у вузлах їх під'єднання.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що реалізація отриманих рішень дозволить поліпшити якість електропостачання ПАТ «Маяк»: забезпечити відповідність характеристик елементів системи електропостачання нормальним та аварійним електричним режимам, зменшити втрати електроенергії, та виключити можливість отримання на підприємстві технічно недопустимих керуючих рішень з компенсації реактивних навантажень за допомогою БСК.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Діюча система електропостачання не відповідає електричним навантаженням, які змінилися у зв'язку із зміною технології виробництва, номенклатури продукції, що виробляється на підприємстві.

2. В системі електропостачання ПАТ «Маяк» доцільно встановити три комплектних двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 1000 кВА.

3. Для зниження втрат активної потужності в мережах 10 кВ підприємства, в лініях зовнішнього електропостачання і трансформаторах, а також для забезпечення вимог енергосистеми до шин 0,4 кВ ТП слід під'єднати комплектні БСК серії ККУ-0,4 загальною потужністю 2000 квар.

4. Ввімкнення БСК, яке здійснюється при керуванні реактивною потужністю, призводить до збільшення значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності та рівня відхилення напруги, а в деяких випадках може супроводжуватись порушенням вимог ГОСТ 13109-97 по відповідним параметрам.

5. Для практичного керування реактивною потужністю в реальному масштабі часу за допомогою БСК, недопускаючи негативних результатів, пов'язаних із несиметрією режиму, може бути використаною розроблена математична модель.

Апробація результатів роботи

Результати роботи доповідались на обласній науковій конференції в 2019 р., а тези доповідей опубліковані в матеріалах конференції:

Ю. А. Лобатюк, А. М. Пержар Основні тенденції розвитку системи smart grid
Матеріали XLVIII науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2019) [Електронний ресурс].
Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/index/pages/view/zbirn2019> Дата звернення: Черв. 2019

