

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
до магістерської кваліфікаційної роботи**

магістр _____
(освітньо кваліфікаційний рівень)

на тему:
ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИВАТНОГО
АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ВІННИЦЬКИЙ
ОЛІЙНОЖИРОВИЙ КОМБІНАТ»

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕСЕ-18м
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Нечитайло В.О.
(прізвище та ініціали)

Керівник _____ Терешкевич Л.Б.
(прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(прізвище та ініціали)

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр
 Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
 Освітня програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕСЕМ
 д.т.н.проф. Бурбело М.Й.

„___” ___ березня 2020 р

ЗАВДАННЯ
на магістерську кваліфікаційну роботу
Нечитайло Владиславу Олеговичу

1. Тема роботи: Оптимізація електропостачання Приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат»

керівник роботи: Терешкевич Леонід Борисович, к.т.н., професор,
 затверджені наказом по ВНТУ від «_6_» березня_2020 року, №_76_

2. Строк подання студентом роботи «_3_» червня_2020 року

3. Вихідні дані до роботи: відомості про електроприймачі та електричні навантаження, планування підприємства, про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства. Результати дослідження параметрів якості електроенергії

Наукові публікації з питань оптимізації електропостачання на підприємствах харчової промисловості.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки.

Анотація.

Вступ.

РОЗДІЛ 1. ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Історична довідка та відомості про технологічні процеси

1.2 Відомості про електроприймачі та їх характеристика

РОЗДІЛ 2. ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

ПАТ «ВІННИЦЬКИЙ ОЛІЙНОЖИРОВИЙ КОМБІНАТ»

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

РОЗДІЛ 3. ОПТИМІЗАЦІЯ НАПРУГИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПАТ

«ВІННИЦЬКИЙ ОЛІЙНОЖИРОВИЙ КОМБІНАТ»

3.1 Відхилення напруги один із параметрів якості електроенергії

3.2 Вплив відхилень напруги на роботу електроприймачів

3.3 Розрахунок регулювальних відгалужень для цехової ТП

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ВИПУСКНОЇ РОБОТИ. РОЗРАХУНОК СОБІВАРТОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

ВИСНОВКИ

Література

5. Перелік графічного матеріалу:

Матеріал, необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Економічна частина	Демов О.Д., к.т.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		
Нормоконтроль	Войтюк Ю.П., к.т.н., ст.викладач		

7. Дата видачі завдання « 9 » березня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	1 Відомості про підприємство та характеристики електроприймачів.	17.03.2020	
2	2 Оптимізація системи електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат»	10.04.2020	
3	3 Оптимізація напруги в системі електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат»	25.04.2020	
4	Економічна частина роботи	10.05.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	20.05.2020	
6	Написання пояснювальної записки	02.06.2020	

Студент

Нечитайло В.О.

Керівник магістерської роботи

Терешкевич Л.Б.

АНОТАЦІЯ

Нечитайло В.О. Оптимізація електропостачання Приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат». Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електротехнічні системи електроспоживання». – Вінниця, ВНТУ, 2020 – 91 с.

Іл.: 15 .

Табл.: 19 .

Бібліогр.: 11 .

В магістерській кваліфікаційній роботі вирішено комплекс актуальних для ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» науково-прикладних задач – синтез оптимальної схеми електропостачання підприємства, виконні дослідження відхилення напруг в системі електропостачання підприємства та запропоновані технічні рішення, що забезпечують нормативні значення зазначеного показник якості електроенергії..

Отримані висновки підтверджуються розрахунками.

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

ANNOTATION

Nechitaylo VO Optimization of power supply of Vinnytsia Oil and Fat Plant Private Joint-Stock Company. Master's thesis in the specialty 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics", educational program - "Electrical power consumption systems". - Vinnytsia, VNTU, 2020 - 91p.

Ill .:. 15

Table:.19

Bibliogr .11:.

The master's qualification work solved a set of relevant for PJSC "Vinnytsia Oil and Fat Plant" scientific and applied tasks - synthesis of the optimal power supply scheme of the enterprise, feasibility studies of voltage deviations in the power supply system of the enterprise and proposed technical solutions that provide regulatory values of electricity quality ..

The obtained conclusions are confirmed by calculations.

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

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1. ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО	9
1.1 Історична довідка та відомості про технологічні процеси	9
1.2 Відомості про електроприймачі та їх характеристика	11
РОЗДІЛ 2. ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПАТ «ВІННИЦЬКИЙ ОЛІЙНОЖИРОВИЙ КОМБІНАТ»	13
2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства	13
2.2 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП	15
2.3 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах цехових ТП	23
2.4 Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній	24
2.5 Розрахунок оптимального місця розташування ЦРП підприємства	26
2.6 Оптимальна компенсація реактивних навантажень підприємства	34
2.7 Висновки до розділу 2	38
РОЗДІЛ 3. ОПТИМІЗАЦІЯ НАПРУГИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПАТ «ВІННИЦЬКИЙ ОЛІЙНОЖИРОВИЙ КОМБІНАТ»	40
3.1 Відхилення напруги один із параметрів якості електроенергії	40
3.2 Вплив відхилень напруги на роботу електроприймачів	42
3.3 Розрахунок регульовальних відгалужень для цехової ТПІ	44
3.4 Висновки до розділу 3	49
РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ВИПУСКНОЇ РОБОТИ	51
4.1 Розрахунок чисельності обслуговуючого та ремонтного персоналу	51
4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі	53
4.3 Розрахунок витрат підприємства на матеріали, що потрібні на всі види ремонтів та технічне обслуговування електрообладнання та електромереж	54

4.4	Визначення амортизаційних відрахувань та інших витрат	56
4.5	Розрахунок плати за електроенергію	57
4.6	Собівартість електроенергії	58
4.7	Висновки до розділу 4	58
	РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	59
5.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	59
5.2	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	61
5.2.1	Мікроклімат	61
5.2.2	Склад повітря робочої зони	63
5.2.3	Виробниче освітлення	63
5.2.4	Виробничий шум	65
5.2.5	Виробничі вібрації	67
5.3	Безпека в надзвичайних ситуаціях	68
5.4	Висновки до розділу 5	71
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ	72
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	73
	ДОДАТКИ	74

ВСТУП

Актуальність теми. Діюча система електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» була спроектована, змонтована та прийнята в експлуатацію ще в 50-тих роках минулого століття. Вона повністю задовільняла всім вимогам: було встановлено сучасне на той час електрообладнання, яке вибиралось по електричним навантаженням, сформованими технологічними процесами виробництва.

За сім десятиріч, що пройшли з того часу повністю змінилась номінклатура продукції, яка виготовляється на підприємстві, суттєві зміни відбулись в технологіях виробництва та технологічному обладнанні. До цього часу використовується морально застаріле електрообладнання, а технічні параметри електроапаратів, та електричних мереж в багатьох випадках не відповідають електричним навантаженням, та параметрам нормальних та аварійних режимів. Для промислових мереж ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» характерним є незадовільний стан якості електроенергії, наслідком чого збитки, різноманітної природи.

Тому для ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» актуальною технічною задачею є оптимізація 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,
- оптимальних положень регулювальних відгалужень на цехових трансформаторних підстанціях, що дозволить забезпечити допустимі значення відхилень напруги на затискачах всіх електроприймачів і тим самим поліпшити якість електроенергії).

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

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

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є оптимізація електропостачання ТОВ «Вінницький олійножировий комбінат» 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 ТОВ «Вінницький олійножировий комбінат».

Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати 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 та положень регулювальних відгалужень

Об'єкт дослідження – система електропостачання ТОВ ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат».

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

Наукова новизна одержаних результатів.

Удосконалено електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» шляхом автоматизованого вибору оптимальних потужностей трансформаторів цехових ТП, перерізів кабельних ліній та місця установки трансформаторних підстанцій, а також розрахунком оптимальних потужностей батарей статичних конденсаторів та положень регулювальних відгалужень.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що практична

реалізація отриманих рішень дозволить оптимізувати електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат»: забезпечити відповідність характеристик елементів системи електропостачання нормальним та аварійним електричним режимам, зменшити втрати електроенергії, та поліпшити якість електроенергії шляхом забезпечення нормованих значень відхилень напруги.

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 на конференціях не доповідались, публікації по темі роботи відсутні.

Обсяг і структура випускної кваліфікаційної роботи. Випускна кваліфікаційна робота складається із вступу, 4 розділів, списку використаних джерел і додатків, загальний обсяг роботи 91 сторінок, з яких основний зміст викладений на 73 сторінках друкованого тексту, містить 15 рисунків, 19 таблиць, список використаних джерел із 11 найменувань.

РОЗДІЛ 1. ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Історична довідка та відомості про технологічні процеси

Вінницький олійножировий комбінат є одним із найпотужніших підприємств міста та області і має славу історію свого розвитку.

В 1951 - розпочато будівництво олійно-екстракційного заводу (ОЕЗ).

1955 - введено в експлуатацію олійно-екстракційний завод, який входить до складу Вінницького олійножирового комбінату.

1996 - введена в експлуатацію лінія відбілювання олії з установкою безперервного вакуум - відбілювального апарату потужністю 160 т/доб.

2002 - реконструйована лінія по розфасовці жиру в короба з переносом в нову будівлю.

2003- проведена реконструкція екстракційного цеху та цеху дистиляції, а саме:

- вдосконалена масляна абсорбція та рекуперація парів розчинника
- встановлені водовідділювачі в екстракційному цеху.

2004 - прокладено дві кабельні лінії по 10 кВ від ТП «Технологічна» і змонтована головна понижувальна підстанція 10/6 кВ потужністю 7,5 МВт

2006 - введено в експлуатацію вузол очистки технічної води, яка надходить на завод, що дозволяє збільшити терміни експлуатації теплообмінного обладнання.

2006 - змонтовані два вакуум - апарати у відділенні рафінації та дезодорації, що дозволило покращити схему обробки олії та жирів.

На сьогоднішній день ВАТ «Вінницький олійно-жировий комбінат» має статус самостійної юридичної особи та входить в промислову групу «Viol» - вертикально - інтегрований холдинг, підприємства і представництва якого зв'язані в єдину організаційну структуру.

Підприємство розташоване на загальній площі 215216,22м². Кількість працюючих на комбінаті - 938 осіб.

Виробничі потужності підприємства включають наступні складові:

1. Олійноекстракційний завод: завод працює по схемі форпресування - екстракція, виробничі потужності розраховані на переробку 700 т/добу соняшника, 400т/добу сої, 400т/добу ріпака.

2. Гідрогенізаційний завод: цех гідратації та рафінації олії оснащений устаткуванням фірми «Alfa -Laval», потужності котрого складають 160 т/добу. Потужність лінії вентеризації олії складає 60 т/добу. В цеху гідрогенізації встановлено електроустаткування електролізу води потужністю 240 м³/добу, що дозволяє задовольнити потреби підприємства та додатково реалізовувати кисень в балонах. Реконструкція заводу дозволила збільшити виробничі потужності до 120 т/добу та значно розширити асортимент жирів.

3. Розлив у ПЕТ - тару: потужність встановленої лінії по фасуванню у ПЕТ - тару складає 30000 бут/добу.

4. Транспорт: На територію комбінату заходить 2 залізничних гілки, у власності підприємства знаходиться: 2 тепловози, 38 цистерн, 35 транспортних засобів, що дозволяє забезпечити основну частину потреб комбінату в транспортних послугах.

5. Складське господарство: включає потужності по складуванню на 10000 тонн по соняшнику, а також склад шроту потужністю 4000 тонн. Ємність резервуарів для зберігання олії складає 30000 тонн. В 2008 році введено в експлуатацію новий елеватор насіння, потужністю 24000 тонн по соняшнику.

ВАТ «Вінницький олійно-жировий комбінат» виробляє:

- рослинні олії (соняшникову, ріпакову, соєву) нерафіновані та рафіновані дезодоровані; шрот;
- жири для кондитерської, хлібопекарської, молочної промисловості та кулінарії;
- саломаси нерафіновані та рафіновані дезодоровані, які використовуються у виробництві маргарину;

- маргарин.

1.2 Відомості про електроприймачі та їх характеристика

Вінницький олійножировий комбінат живиться від підстанції "Технологічна" - 110/10 яка знаходиться на відстані 2,5 км, рівні напруг в максимальному та мінімальному режимах навантаження становлять 10,5 кВ та 10 кВ, а потужність короткого замикання 100 МВА.

Комбінат споживає електроенергію по тарифу першого класу – пряме включення комбінату від живлячого центру, тобто від підстанції «Технологічна» по стороні 10 кВ.

На Вінницькому олійножировому комбінаті всі електроприймачі споживають трифазний струм промислової частоти 50 Гц на напрузі 380 В.

Генплан підприємства зображено на рис. 1.2, а відомості про виробничі об'єкти підприємства наведені в таблиці 1.1.

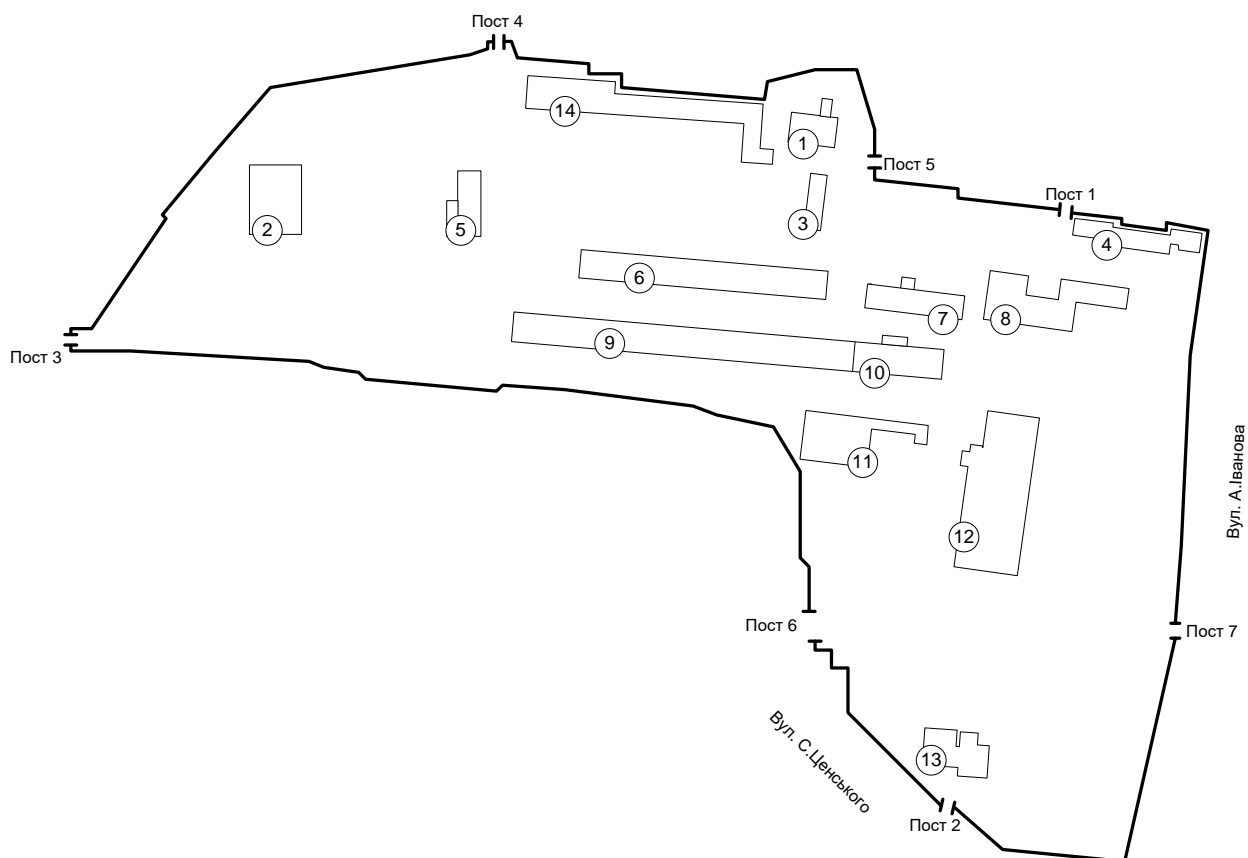


Рисунок 1.2 – Генплан ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат»

Таблиця 1.1 – Відомості про виробничі об'єкти підприємства

№	Найменування цехів	Рн	Кп	tgφ
1	Склад готових виробів	30	0,3	1,33
2	Електролізний цех	130	0,5	0,88
3	Будівля відділення флотації	780	0,7	0,75
4	Адміністративний корпус	110	0,5	0,8
5	Електроцех	80	0,4	0,48
6	Гідрозавод з прибудовами	120	0,6	1,17
7	Механічна майстерня	150	0,35	0,75
8	Екстракційний завод	805	0,95	0,62
9	Миловарний завод	690	0,3	1,17
10	Цех фасування олії	420	0,6	0,75
11	Олієзливна станція	200	0,6	0,75
12	Склад насіння	45	0,4	0,75
13	Котельня	650	0,55	0,75
14	Гараж, рембудцех зі складами	20	0,2	1,33
Всього по підприємству		3950		

Виробництво продукції цілодобове, в три зміни.

РОЗДІЛ 2.

ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПАТ «ВІННИЦЬКИЙ ОЛІЙНОЖИРОВИЙ КОМБІНАТ»

2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Оптимізацію системи електропостачання можливо здійснювати лише у разі якщо відомі розрахункові навантаження як окремих виробничих об'єктів, так і підприємства в цілому, які визначаються шляхом розрахунку.

Розрахунок навантажень виконаємо методом коефіцієнту попиту, який рекомендований саме для промислових підприємств [3].

За методом коефіцієнта попиту розрахункові навантаження визначаються із врахуванням силового і освітлювального навантаження

Середні і розрахункові навантаження цехів і підприємства в цілому визначались за допомогою розрахункових формул, що представлені нижче.

Розрахункове активне навантаження освітлення і-того цеху:

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

де K_{poi} – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження і-того цеху;

F_i – площа і-того цеху, м²;

$p_{нми}$ – питома густина освітлювального навантаження і-того цеху, кВт/м²;

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

Розрахункове реактивне навантаження освітлення і-того цеху:

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

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

Середнє активне навантаження і-того цеху:

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

де $K_{вi}$ – коефіцієнт використання і-того цеху;

$P_{нми}$ – номінальна потужність і-того цеху, кВт.

Середнє реактивне навантаження і-того цеху:

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

де $tg\varphi_i$ – коефіцієнт реактивної потужності і-того цеху.

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 N – кількість цехів;

K_o – коефіцієнт одночасності [3], що показує відношення розрахункової потужності на шинах 10 кВ до суми розрахункових потужностей споживачів, які під'єднані до шин 10 кВ ЦРП.

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 i -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 (рисунок 2.1).

2.2 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП

Вибираючи трансформатори ТП необхідно дотримуватись таких вимог: показником ефективності вибору трансформаторів ТП повинні бути річні приведені затрати на підстанцію;

кількість стандартних потужностей трансформаторів ТП на підприємстві не повинна перевищувати дві (максимум 3).

№	Найменування цехів	Дані сили					Світло							Середні навантаження			Розрах. Нав.				ρ кВА/м ²
		Рн кВт	cos	tg	Кп	Кв	Площа м ²	Ксо	Рпит кВт/м ²	Кпра	tgφ0	Qмо квар	Рро кВт	Рс кВт	Qс квар	Sc кВА	Рр кВт	Qр квар	Sp кВА	Ip, А	
1	Склад готових виробів	30	0,7	1,02	0,3	0,2	500,00	0,40	0,016	1,20	0,48	1,84	3,84	9,84	7,96	12,66	12,84	11,03	16,92	25,71	0,0338
2	Електролізний цех	130	0,8	0,75	0,5	0,4	2073,00	0,85	0,010	1,10	0,48	9,30	19,38	71,38	48,30	86,19	84,38	58,05	102,42	155,62	0,0494
3	Будівля відділення флотації	780	0,8	0,75	0,7	0,5	150,00	0,80	0,025	1,10	0,48	1,58	3,30	393,30	294,08	491,09	549,30	411,08	686,09	1042,41	4,5739
4	Адміністративний корпус	110	0,85	0,62	0,5	0,35	1467,00	0,85	0,010	1,10	0,48	6,58	13,72	52,22	30,44	60,44	68,72	40,67	79,85	121,32	0,0544
5	Електроцех	80	0,85	0,62	0,4	0,55	1500,00	0,85	0,010	1,10	0,48	6,73	14,03	58,03	34,00	67,25	46,03	26,56	53,14	80,74	0,0354
6	Гідро завод з прибудовами	120	0,65	1,17	0,6	0,5	4000,00	0,70	0,005	1,10	0,48	7,39	15,40	75,40	77,54	108,16	87,40	91,57	126,58	192,33	0,0316
7	Механічні майстерні	150	0,8	0,75	0,35	0,45	1800,00	0,75	0,010	1,10	0,48	7,13	14,85	82,35	57,75	100,58	67,35	46,50	81,84	124,35	0,0455
8	Екстракційний завод	805	0,8	0,75	0,95	0,7	2300,00	0,80	0,010	1,10	0,48	9,72	20,24	583,74	432,34	726,41	784,99	583,28	977,97	1485,87	0,4252
9	Миловарний завод	690	0,7	1,02	0,3	0,3	6000,00	0,85	0,015	1,10	0,48	40,39	84,15	291,15	251,57	384,78	291,15	251,57	384,78	584,62	0,0641
10	Цех фасування олії	420	0,8	0,75	0,7	0,55	2180,00	0,85	0,020	1,10	0,48	19,57	40,77	271,77	192,82	333,22	334,77	240,07	411,95	625,89	0,189
11	Опізливна станція	200	0,75	0,88	0,6	0,45	2800,00	0,70	0,015	1,10	0,48	15,52	32,34	122,34	94,90	154,83	152,34	121,35	194,77	295,92	0,0696
12	Склад насіння	45	0,7	1,02	0,4	0,2	1000,00	0,60	0,010	1,20	0,48	3,46	7,20	16,20	12,64	20,55	25,20	21,82	33,33	50,65	0,0333
13	Котельня	650	0,9	0,48	0,55	0,5	1800,00	0,80	0,016	1,10	0,48	12,17	25,34	350,34	169,57	389,22	382,84	185,31	425,33	646,23	0,2363
14	Гараж та рембудцех із складами	20	0,75	0,88	0,2	0,25	2200,00	0,80	0,005	1,10	0,48	4,65	9,68	14,68	9,06	17,25	13,68	8,17	15,94	24,21	0,0072
15	Всього по підприємству	4230				0,49	29770,00					146,03	304,23	2392,73	1712,98	2942,70	2771,15	1999,49	3417,20	5191,89	0,1148

Рисунок 2.1 – Розрахунок навантажень підприємства

Вибір ТП проводиться по питомій густині навантаження. При питомій густині навантаження до $0,2 \text{ кВА/м}^2$ [1] рекомендується обирати трансформатори потужність до 1000 кВА, при густині навантаження $0,2-0,3 \text{ кВА/м}^2$ – потужністю 1600 кВА, а при густині навантаження більше $0,3 \text{ кВА/м}^2$ – 2500 кВА.

Розрахувавши сумарну питому густину навантаження $\sum \rho_0 = 0,13 \text{ кВА/м}^2$ згідно із [1] розподіл проводимо для трансформаторів потужністю до 1000 кВА. У відповідності до отриманих результатів розрахунку навантажень для живлення підприємства необхідно вибрати три двотрансформаторних підстанцій. Створюємо табличну форму розрахунку навантаження кожної ТП (рисунок 2.2).

Складемо математичну модель вибору оптимальної потужності ТП.

Керованою змінною є потужність трансформаторів – S_T .

Множина доступних значень – всі стандартні потужності трансформаторів S_T .

Показник ефективності рішення ПЕР – річні приведені затрати, які залежать від керованої змінної.

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

Обмеження на керовану змінну:

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

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

E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

E_e – коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$k_{ТП}(S_T, k_T)$ – капіталовкладення в трансформаторну підстанцію, що залежить від потужності та кількості вибраних трансформаторів;

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

$S_{ТП\text{р}}$ – розрахункова потужність трансформаторної підстанції;

	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	2	84,38	58,05	102,42	71,38	48,30	86,19	2
4			5	46,03	26,56	53,14	58,03	34,00	67,25	
5			6	87,40	91,57	126,58	75,40	77,54	108,16	
6			14	13,68	8,17	15,94	14,68	9,06	17,25	
7			9	291,15	251,57	384,78	291,15	251,57	384,78	
8			3	549,30	411,08	686,09	393,30	294,08	491,09	
9			Всього по ТП1	1071,94	847,02	1366,20	903,94	714,56	1152,26	
10			ТП2	1	12,84	11,03	16,92	9,84	7,96	
11		4		68,72	40,67	79,85	52,22	30,44	60,44	
12		7		67,35	46,50	81,84	82,35	57,75	100,58	
13		8		784,99	583,28	977,97	583,74	432,34	726,41	
14		Всього по ТП2		933,90	681,48	1156,10	728,15	528,50	899,73	
15		ТП3	10	334,77	240,07	411,95	271,77	192,82	333,22	2
16			11	152,34	121,35	194,77	122,34	94,90	154,83	
17			12	25,20	21,82	33,33	16,20	12,64	20,55	
18			13	382,84	185,31	425,33	350,34	169,57	389,22	
19			Всього по ТП3	895,15	568,55	1060,45	760,65	469,92	894,10	

Рисунок 2.2 – Розподіл навантаження між ТП

$\Delta P_{xx}(S_T)$ – активні втрати холостого ходу в трансформаторі;

$\Delta P_{кз}(S_T)$ – втрати короткого замикання в трансформаторі потужністю S_T ;

k_T - кількість трансформаторів;

k_n - мах допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в н. р.;

$k_{па}$ - мах допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в п.а. р.;

$k_{нна}$ - частина навантаження ТП, яка повинна залишитися в роботі в після аварійному режимі (погоджується з технологами);

S_T - потужність трансформатора ТП;

t – тариф на електроенергію;

τ - число годин максимальних втрат.

Оскільки значення коефіцієнтів k_n та $k_{па}$ використовуються в наведеній математичній моделі для перевірки допустимості значень керованих змінних, то виконаємо їх розрахунок.

Згідно ГОСТ 14209-97 [8] річна еквівалентна температура для міста Вінниця становить $10,7^\circ\text{C}$. Поправка на температуру охолоджуючого середовища для двох встановлених трансформаторів внутрішньої установки, для споруд з гарною природньою вентиляцією, складає 6°C (таблиця 3, [5]). Температура середовища відповідно складатиме $10,7+6=16,7^\circ\text{C}$. Коефіцієнт навантаження трансформатора з системою охолодження ONAN, в нормальному режимі, для 20°C дорівнює $k_n=1$.

Максимально можлива температура під час ПА режиму протягом 24 годин визначається за еквівалентною літньою температурою, що становить 30°C .

Визначаємо з Додатку Н [5] коефіцієнт ПА режиму, що становить $k_{па}=1,3$.

На рисунку 2.3 наведена електронна таблиця вибору потужності ТП1, на рисунку 2.4 ТП2, а на рисунку 2.5 ТП3.

Для всіх ТП підприємства оптимальним є рішення установки трансформаторів потужністю 1000 кВА.

	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=	1366,20			
9	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	1152,26			
10	Кількість трансформаторів										kt=	2			
11	Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі										kn=	1			
12	Дані післяаварійного режиму														
13	Допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі										Kпа =	1,3			
14	Доля навантаження в післяаварійному режимі										Knпа =	0,8			
15															
16	*	St кВА	$\Delta P_{кз}$ кВт	$\Delta P_{хх}$ кВт	Ктп, тис.грн.	E*к, тис.грн.	$\Delta P_{зм}$ кВт	$\Delta P_{пс}$ кВт	ΔP кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн	X	$kt*kn*St >$ $=Sc$	$kпа*St >=$ $knпа*Sp$	*
17		63	1,28	0,24	95,78	13,0261	300,971	0,48	301,451	169,082		-	-	-	
18		100	1,97	0,33	101,71	13,8326	183,849	0,66	184,509	103,49		-	-	-	
19		160	3,1	0,51	109,45	14,8852	113,01	1,02	114,03	63,959		-	-	-	
20		250	4,2	0,74	119,46	16,2466	62,7141	1,48	64,1941	36,0062		-	-	-	
21		400	5,9	0,95	143,38	19,4997	34,4134	1,9	36,3134	20,368		-	-	-	
22		630	8,5	1,31	159,53	21,6961	19,9864	2,62	22,6064	12,6798		-	+	-	
23	V	1000	10,5	2,1	188,23	25,5993	9,79908	4,2	13,9991	7,85201	33,4513	1000	+	+	V
24		1600	18	2,8	234	31,824	6,56188	5,6	12,1619	6,82154	38,6455	1600	+	+	
25		2500	23,5	3,85	267,73	36,4113	3,509	7,7	11,209	6,28707	42,6984	2500	+	+	
26															
27	Мінімальні затрати, грн										Zmin=	33,4513			
28	Оптимальна потужність трансформатора, кВА										St*=	1000			
29	Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора										kз*=	0,6831			

Рисунок 2.3 – Вибір 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=	1156,10			
9	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	899,73			
10	Кількість трансформаторів										kt=	2			
11	Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі										Kn=	1			
12	Дані післяаварійного режиму														
13	Допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі										Kпа =	1,3			
14	Доля навантаження в післяаварійному режимі										Knпа =	0,8			
15															
16	*	St кВА	ΔPкз кВт	ΔPхх кВт	Ктп, тис.грн.	E*К, тис.грн.	ΔPзм кВт	ΔPпс кВт	ΔP кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн	Х	kt*kn*St>=Sc	kпа*St>=knпа*Sp	*
17		63	1,28	0,24	95,78	13,0261	215,522	0,48	216,002	121,154		-	-	-	
18		100	1,97	0,33	101,71	13,8326	131,652	0,66	132,312	74,2133		-	-	-	
19		160	3,1	0,51	109,45	14,8852	80,9252	1,02	81,9452	45,9627		-	-	-	
20		250	4,2	0,74	119,46	16,2466	44,9088	1,48	46,3888	26,0192		-	-	-	
21		400	5,9	0,95	143,38	19,4997	24,643	1,9	26,543	14,8879		-	-	-	
22		630	8,5	1,31	159,53	21,6961	14,312	2,62	16,932	9,49707		-	+	-	
23	V	1000	10,5	2,1	188,23	25,5993	7,017	4,2	11,217	6,29156	31,8908	1000	+	+	V
24		1600	18	2,8	234	31,824	4,69888	5,6	10,2989	5,77659	37,6006	1600	+	+	
25		2500	23,5	3,85	267,73	36,4113	2,51275	7,7	10,2128	5,72828	42,1396	2500	+	+	
26															
27	Мінімальні затрати, грн										Зmin=	31,8908			
28	Оптимальна потужність трансформатора, кВА										St*=	1000			
29	Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора										кз*=	0,57805			

Рисунок 2.4 – Вибір 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=	1060,45			
9	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	894,10			
10	Кількість трансформаторів										kt=	2			
11	Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі										Kn=	1			
12	Дані післяаварійного режиму														
13	Допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі										Kпа =	1,3			
14	Доля навантаження в післяаварійному режимі										Knпа =	0,8			
15															
16	*	St кВА	ΔPкз кВт	ΔPхх кВт	Ктп, тис.грн.	Е*К, тис.грн.	ΔPзм кВт	ΔPпс кВт	ΔP кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн	X	kt*kn*St> =Sc	kпа*St>= knпа*Sp	*
17		63	1,28	0,24	95,78	13,0261	181,332	0,48	181,812	101,978		-	-	-	
18		100	1,97	0,33	101,71	13,8326	110,768	0,66	111,428	62,4992		-	-	-	
19		160	3,1	0,51	109,45	14,8852	68,0876	1,02	69,1076	38,7621		-	-	-	
20		250	4,2	0,74	119,46	16,2466	37,7847	1,48	39,2647	22,0234		-	-	-	
21		400	5,9	0,95	143,38	19,4997	20,7338	1,9	22,6338	12,6952		-	-	-	
22		630	8,5	1,31	159,53	21,6961	12,0416	2,62	14,6616	8,22362		-	+	-	
23	V	1000	10,5	2,1	188,23	25,5993	5,90385	4,2	10,1039	5,6672	31,2665	1000	+	+	V
24		1600	18	2,8	234	31,824	3,95347	5,6	9,55347	5,3585	37,1825	1600	+	+	
25		2500	23,5	3,85	267,73	36,4113	2,11414	7,7	9,81414	5,5047	41,916	2500	+	+	
26															
27	Мінімальні затрати, грн										Zmin=	31,2665			
28	Оптимальна потужність трансформатора, кВА										St*=	1000			
29	Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора										kз*=	0,53022			

Рисунок 2.5 – Вибір потужності ТПЗ

2.3 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах цехових ТП

Для вибору зовнішньої лінії живлення потрібно розрахувати втрати потужності в трансформаторах ТП. По зовнішній лінії живлення буде протікати не лише потужність навантаження, а й потужність втрат в трансформаторах ТП. Таблична форма результатів розрахунку втрат потужності в трансформаторах ЦТП представлена на рисунку 2.6.

Втрати активної потужності:

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

де ΔP_{TP} - втрати активної потужності ТП, кВт;

n - кількість трансформаторів в ТП;

ΔP_{xx} - втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

S_p - повне розрахункове навантаження на ТП, кВА;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора ТП.

Втрати реактивної потужності[5]:

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

де ΔQ_{TP} - втрати реактивно потужності ТП, кВАр;

I_{xx} - струм холостого ходу трансформатора, А;

$U_{кз}$ - напруга короткого замикання, % від номінальної.

	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1											
2	$\Delta P_{кз},$ кВт	$I_{xx},$ %	$U_{кз},$ %	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА	$\Delta P_{тр},$ кВт	$\Delta Q_{тр},$ квар	$\Delta S_{тр},$ кВА	$P,$ кВт	$Q,$ квар
3	10,5	1,4	6	1071,938	847,0191	1366,196	13,99908	83,99474	85,15334	1085,937	931,0138
4	10,5	1,4	6	933,8965	681,4756	1156,102	11,217	68,09715	69,0148	945,1135	749,5727
5	10,5	1,4	6	895,15	568,5509	1060,445	10,10385	61,73631	62,55765	905,2539	630,2872
6				2900,984	2097,046		35,31993	213,8282	216,7256	2936,304	2310,874

Рисунок 2.6 – Результати розрахунку втрат потужності в трансформаторах ТП

2.4 Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

ПАТ Вінницький олієжировий комбінат відноситься до 2-ої категорії споживачів за надійністю електропостачання. Підприємство знаходиться в межах міста Вінниця біля житлових будинків, що не дозволяє здійснити живлення повітряною лінією. Тому зовнішнє електропостачання комбінату буде здійснюватися двокабельною лінією напругою 10 кВ від підстанції 110/10 кВ «Технологічна». Перерізи живильних кабелів мають вибиратись по загальній потужності комбінату.

Від ЦРП підприємства кабельними лініями живляться цехові трансформаторні підстанції. Переріз кожної повинен вибиратись по відповідній потужності.

Вибір оптимального перерізів кабельних ліній напругою 10кВ проводиться за допомогою Excel. Для цього створюємо електронні таблиці (рисунок 2.7–2.10), де будуть подані стандартні перерізи кабельних ліній, допустимі струми, опори та вартість кабельних ліній, що залежать від її перерізу, а також будуть розраховані річні приведені затрати в зовнішню лінію живлення.

Складемо математичну модель вибору оптимальних перерізів кабельних ліній 10кВ у відповідності до вимог [6].

Керована змінна: переріз кабельних ліній (мм^2).

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

Критеріальна функція математичної моделі описує річні приведені затрати.

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

де $V_{\text{кл}}(x)$ - витрати в кабельних ліній перерізом X приведені до експлуатаційних;

$V_B(x)$ - річна вартість втрат електричної енергії в кабельних лініях перерізом X ;

$k_0(x)$ – питома вартість кабельних ліній, що залежить від перерізу і кількості ліній;

I_l – струм однієї лінії;

$I_{\text{доп}}(x)$ – допустимий струм за ПУЕ по перерізу ([3] §1.3.13–§1.3.18);

$K_{\text{доп}}(x)$ - коефіцієнт допустимого навантаження([3] §1.3.22);

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

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

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимі втрати напруги([8] А.4.7);

$k_{\text{доп}}$ – коефіцієнт допустимого навантаження, $k_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_c$;

k_c – коефіцієнт середовища. Згідно з [3] §1.3.12 та §1.3.13 для кабельних ліній прокладених в піщано-глинистому ґрунті вологістю 14% напругою 10кВ допустима температура жили кабелю 60° С, а землі 15°С, то за даними в таблиці 1.3.3 [3] $k_c = 1$;

$k_{\text{п}}$ – коефіцієнт прокладки, $k_{\text{п}} = 1$ ([3] таблиця 1.3.26.), оскільки живлення відбувається двокабельною лінією, то кабелі прокладаються в різних траншеях по одному кабелю в траншеї.

k_{na} – максимальний допустимий коефіцієнт навантаження кабельних ліній в п.а. р., приймаємо $k_{na} = 1,25$ для найважчих умов перевантаження в п.а.р. при тривалості перевантаження 6 год і $Kз = 0,6$ та при прокладці у землі.

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

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

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

C – тепловий коефіцієнт $\frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$ ([6], для кабелів 10кВ з АL жилами = 90).

Результати розрахунків оптимальних перерізів кабельних ліній 10 кВ містяться в таблицях 2.7 – 2.10.

2.5 Розрахунок оптимального місця розташування ЦРП підприємства

Оптимальним місцем розташування ЦРП є такі координати на плані підприємства, яким відповідають мінімальні втрати активної потужності в розподільних мережах 10 кВ підприємства. Для цього будується картограма навантажень та розраховується центр навантажень. Картограма електричних навантажень – це схематичний генплан підприємства, в якому на площі окремих об'єктів наносяться навантаження підрозділів за характером (силове, освітлювальне) у вигляді кіл, радіус яких визначається за формулою [2]:

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

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

$\pi=3,14$.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
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 =	2936,3039	
9	Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр																Q =	2310,8737	
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А																Ip =	107,87	
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*s^(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																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*K, т.грн	Bв, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Iдоп >= Ip	n*Iдоп >= Kпа*k*	dUn <= dUдоп	dUpa <= dUпадоп	F >= Fкз	
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	11,73	18,77	541,03	47,69	6,68	303,46	-	-----	-	-	-	-	-	
27	16	1,94	0,113	13,784	75	7,45	11,92	338,58	68,92	9,65	169,91	-	-----	-	-	-	-	-	
28	25	1,24	0,099	19,854	90	4,84	7,74	216,41	99,27	13,90	121,38	-	-----	-	-	+	-	-	
29	35	0,89	0,095	25,953	115	3,54	5,67	155,33	129,77	18,17	87,12	-	-----	+	-	+	-	-	
30	50	0,62	0,09	36,927	140	2,54	4,06	108,21	184,64	25,85	60,69	86,54	50	+	+	+	+	+	
31	70	0,443	0,086	50,501	165	1,87	3,00	77,31	252,51	35,35	43,37	78,72	70	+	+	+	+	+	
32	95	0,326	0,083	65,451	205	1,44	2,30	56,90	327,26	45,82	31,91	77,73	95	+	+	+	+	+	
33	120	0,256	0,081	82,823	240	1,18	1,89	45,03	414,12	57,98	25,26	83,23	120	+	+	+	+	+	
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,98	1,57	35,95	510,55	71,48	20,17	91,64	150	+	+	+	+	+	
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,84	1,34	29,15	687,40	96,24	16,35	112,58	185	+	+	+	+	+	
36	Мінімальні затрати, тис.грн											Змін	77,73						
37	Оптимальний переріз КЛ, мм^2											Хопт	95						

Рисунок 2.7 – Таблична форма розрахунку оптимального перерізу КЛ – 10 кВ від ТП «Технологічна» до 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 відрахувань на амортизацію																	Ea=	0,04
6	Дані нормального режиму																		
7	Напруга, кВ																	U =	10
8	Активна розрахункова потужність споживача, кВт																	P =	1085,9366
9	Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр																	Q =	931,01382
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А																	Ip =	41,29
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 =	2,5762048
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 =	35,06
20																			
21	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі																	Kпа =	1,2
22	Доля навантаження в післяаварійному режимі																	Kна =	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*K, т.грн	Bв, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Iдоп >= Ip	Kпа*Kдоп >= Kна*Iдоп >= Ip	dUn <= dUдоп	dUpa <= dUпадоп	F >= Fкз	
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,87	1,39	15,86	9,54	1,34	8,89	-	-----	+	+	+	+	-	
27	16	1,94	0,113	13,784	75	0,55	0,88	9,92	13,78	1,93	5,57	-	-----	+	+	+	+	-	
28	25	1,24	0,099	19,854	90	0,36	0,58	6,34	19,85	2,78	3,56	-	-----	+	+	+	+	-	
29	35	0,89	0,095	25,953	115	0,26	0,42	4,55	25,95	3,63	2,55	-	-----	+	+	+	+	-	
30	v 50	0,62	0,09	36,927	140	0,19	0,30	3,17	36,93	5,17	1,78	6,95	50	+	+	+	+	+	
31	70	0,443	0,086	50,501	165	0,14	0,22	2,27	50,50	7,07	1,27	8,34	70	+	+	+	+	+	
32	95	0,326	0,083	65,451	205	0,11	0,17	1,67	65,45	9,16	0,94	10,10	95	+	+	+	+	+	
33	120	0,258	0,081	82,823	240	0,09	0,14	1,32	82,82	11,60	0,74	12,34	120	+	+	+	+	+	
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,07	0,12	1,05	102,11	14,30	0,59	14,89	150	+	+	+	+	+	
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,06	0,10	0,85	137,48	19,25	0,48	19,73	185	+	+	+	+	+	
36	Мінімальні затрати, тис.грн											Змін	6,95						
37	Оптимальний переріз КЛ, мм^2											Хопт	50						

Рисунок 2.8 – Таблична форма розрахунку оптимального перерізу КЛ – 10 кВ від ЦРП до 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 відраховувань на амортизацію																Ea=	0,04		
6	Дані нормального режиму																			
7	Напруга, кВ																U =	10		
8	Активна розрахункова потужність споживача, кВт																P =	845,11345		
9	Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр																Q =	749,57272		
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А																Ip =	34,82		
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 =	2,3806437		
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																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, %	dUпа, %	dP, кВт	K, т.грн	E*K, т.грн	Bв, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Iдоп >= Ip	Kпа*Kдоп*Iдоп >= Ip	dUn <= dUдоп	dUпа <= dUпадоп	F >= Fкз		
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,76	1,21	11,28	9,54	1,34	6,33	-	-----	+	+	+	+	-		
27	16	1,94	0,113	13,784	75	0,48	0,77	7,06	13,78	1,93	3,96	-	-----	+	+	+	+	-		
28	25	1,24	0,099	19,854	90	0,31	0,50	4,51	19,85	2,78	2,53	-	-----	+	+	+	+	-		
29	35	0,89	0,095	25,953	115	0,23	0,36	3,24	25,95	3,63	1,82	5,45	35	+	+	+	+	+		
30	50	0,62	0,09	36,927	140	0,16	0,26	2,26	36,93	5,17	1,27	6,43	50	+	+	+	+	+		
31	70	0,443	0,086	50,501	165	0,12	0,19	1,61	50,50	7,07	0,90	7,97	70	+	+	+	+	+		
32	95	0,326	0,083	65,451	205	0,09	0,15	1,19	65,45	9,16	0,67	9,83	95	+	+	+	+	+		
33	120	0,258	0,081	82,823	240	0,08	0,12	0,94	82,82	11,60	0,53	12,12	120	+	+	+	+	+		
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,06	0,10	0,75	102,11	14,30	0,42	14,72	150	+	+	+	+	+		
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,05	0,09	0,61	137,48	19,25	0,34	19,59	185	+	+	+	+	+		
36	Мінімальні затрати, тис.грн											Змін	5,45							
37	Оптимальний переріз КЛ, мм^2											Хопт	35							

Рисунок 2.9 – Таблична форма розрахунку оптимального перерізу КЛ – 10 кВ від ЦРП до 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 відраховувань на амортизацію																Ea=	0,04	
6	Дані нормального режиму																		
7	Напруга, кВ																U =	10	
8	Активна розрахункова потужність споживача, кВт																P =	905,25385	
9	Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр																Q =	630,28719	
10	Розрахунковий струм окремого кабелю, А																Iр =	31,84	
11	Коефіцієнт допустимого навантаження																Кдоп =	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 =	2,3806437	
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																Кпа =	1,25	
22	Доля навантаження в післяаварійному режимі																Кпа =	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*K, т.грн	Vв, т.грн	З, т.грн	X	Кдоп*Iдоп	Кпа*k*Iр	dUn <=	dUpa <=	F >= Fкз	
26	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,72	1,15	9,43	9,54	1,34	5,29	-	-----	+	+	+	+	-	
27	16	1,94	0,113	13,784	75	0,46	0,73	5,90	13,78	1,93	3,31	-	-----	+	+	+	+	-	
28	25	1,24	0,099	19,854	90	0,30	0,47	3,77	19,85	2,78	2,12	-	-----	+	+	+	+	-	
29	35	0,89	0,095	25,953	115	0,22	0,35	2,71	25,95	3,63	1,52	5,15	35	+	+	+	+	+	
30	50	0,62	0,09	36,927	140	0,15	0,25	1,89	36,93	5,17	1,06	6,23	50	+	+	+	+	+	
31	70	0,443	0,086	50,501	165	0,11	0,18	1,35	50,50	7,07	0,76	7,83	70	+	+	+	+	+	
32	95	0,326	0,083	65,451	205	0,09	0,14	0,99	65,45	9,16	0,56	9,72	95	+	+	+	+	+	
33	120	0,258	0,081	82,823	240	0,07	0,11	0,78	82,82	11,60	0,44	12,04	120	+	+	+	+	+	
34	150	0,206	0,079	102,11	275	0,06	0,09	0,63	102,11	14,30	0,35	14,65	150	+	+	+	+	+	
35	185	0,167	0,077	137,48	310	0,05	0,08	0,51	137,48	19,25	0,28	19,53	185	+	+	+	+	+	
36	Мінімальні затрати, тис.грн											Змін	5,15						
37	Оптимальний переріз КЛ, мм^2											Хопт	35						

Рисунок 2.10 – Таблична форма розрахунку оптимального перерізу КЛ – 10 кВ від ЦРП до ТПЗ

Сектор кола картограми, що відповідає освітлювальному навантаженню, визначається:

$$\alpha_{\text{осв.і}} = \frac{P_{\text{ро}} * 360}{P_{\text{ро}} + P_{\text{рі}}}, \quad (2.27)$$

де $P_{\text{ро}}$ - розрахункова потужність освітлювального навантаження, кВт;

$P_{\text{рі}}$ – розрахункова потужність силового навантаження, кВт.

Результати розрахунку картограми електричних навантажень наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок картограми активних навантажень

№ за планом	Найменування цехів	$P_{\text{р}\Sigma}$, кВт	$P_{\text{ро}}$, кВт	R , мм	$\alpha_{\text{осв.і}}$, град
1	Склад готових виробів	12,84	3,84	9	8,3
2	Електролізний цех	84,38	19,38	23,2	52,8
3	Будівля відділення флотації	549,3	3,30	59,1	2,15
4	Адміністративний корпус	68,72	13,72	20,9	71,8
5	Електроцех	46,03	14,03	17,1	109
6	Гідро завод з прибудовами	87,40	15,40	23,5	63,4
7	Механічна майстерня	67,35	14,85	20,7	79,3
8	Екстракційний завод	784,9	20,24	70,7	9,8
9	Миловарний завод	291,1	84,15	43	103
10	Цех фасування олії	334,7	40,77	46,2	43,8
11	Олієзливна станція	152,3	32,34	31	75,7
12	Склад насіння	25,20	7,20	12,6	102
13	Котельня	382,8	25,34	49,4	23,5
14	Гараж, рембудцех зі складами	13,68	9,68	9,33	254

ЦРП слід розмішувати якомога ближче до центру електричних навантажень [3], що дозволить зменшити втрати енергії та витрати провідникових матеріалів.

Центр електричних навантажень підприємства знаходиться за формулами:

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

де X_i, Y_i – координати центру навантажень i -го виробничого об'єкту.

Розрахунок ЦЕН виконано в координатах креслення, показаних на рисунку

2.11. Результати розрахунку зведені до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахунок центру електричних навантажень 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	Склад готових виробів	12,84	10,5	12,5	134,4	160,5
4	Електролізний цех	84,38	3,5	11	295	928,2
5	Будівля відділення флотації	549,3	10,5	11	5764,5	6042,3
6	Адміністративний корпус	68,72	16	10,5	1099,2	721,5
7	Електроцех	46,03	6,5	11	299	507,4
8	Гідро завод з прибудовами	87,40	9,5	9,5	8303	8303
9	Механічна майстерня	67,35	12	9,5	808,2	639,8
10	Екстракційний завод	784,9	14,5	9,5	11381,5	7456,5
11	Миловарний завод	291,1	9,5	8,5	2765	2474,3
12	Цех фасування олії	334,7	12	8,5	4016	2845
13	Олієзливна станція	152,3	11	7	1675,3	1066
14	Склад насіння	25,20	13,5	6	340	151,2
Всього по комбінату		2771,15			36881,1	31295,7

Координати центру електричних навантажень підприємства (оптимального місця розташування ЦРП), визначені за наведеними формулами, становлять:

$$X_0 = \frac{36881,1}{2771,15} = 13,3 \text{ см};$$

$$Y_0 = \frac{31295,7}{2771,15} = 11,29 \text{ см}.$$

Отримані результати з оптимального розміщення ЦРП підприємства (центру електричних навантажень) показані на рис. 2.11

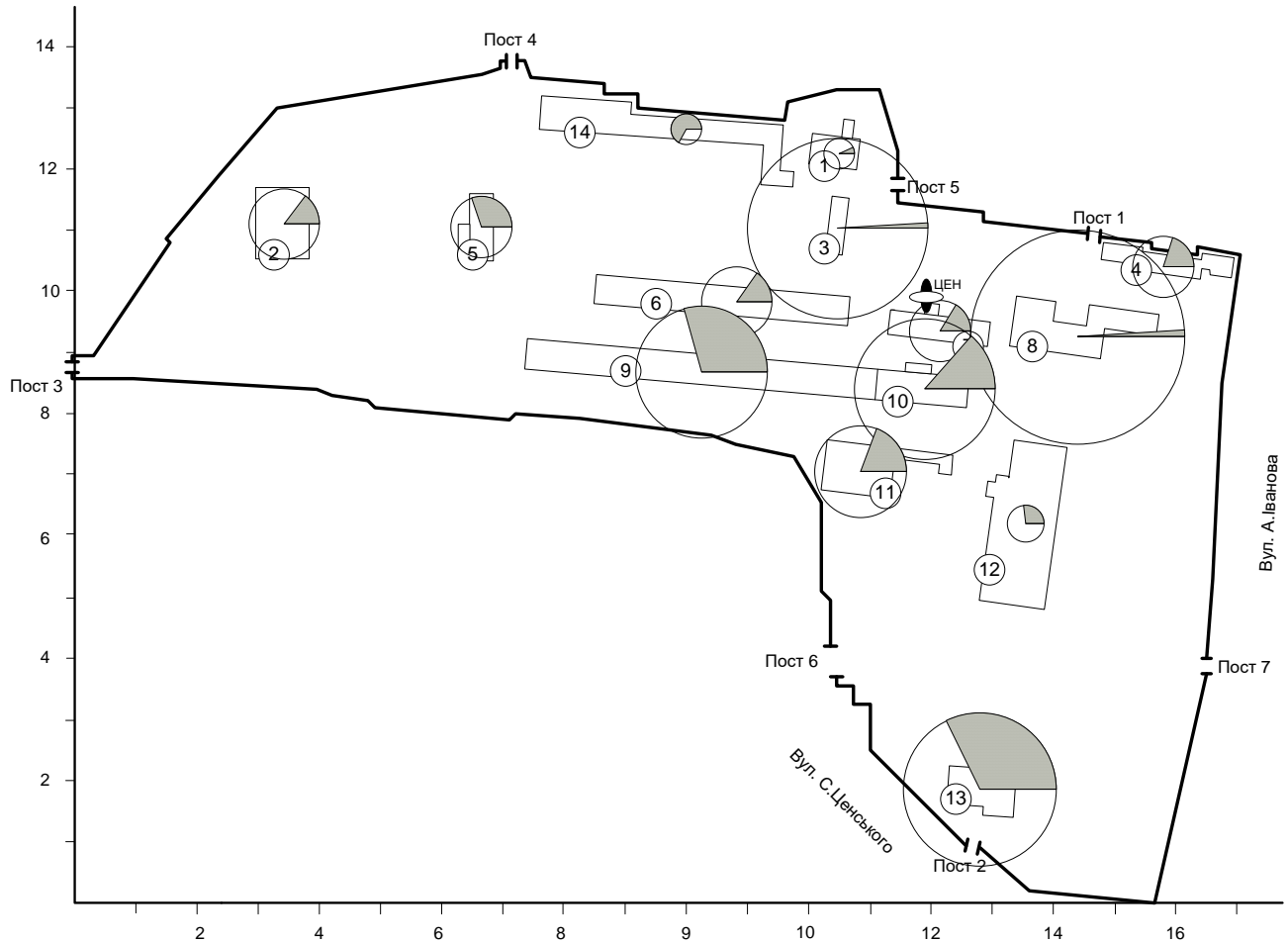


Рисунок 2.11– Результати розрахунку оптимального місця розташування ЦРП підприємства

Розташувати ЦРП безпосередньо в ЦЕН неможливо, оскільки будуть створюватись перешкоди для руху технологічного транспорту. Тому виберемо місце розташування ЦРП, змістивши його в сторону джерела живлення, як це показано в презентації магістерської роботи. ЦРП має виконуватись в окремій будівлі і комплектуватися електрообладнанням переважно Українського виробництва.

2.6 Оптимальна компенсація реактивних навантажень підприємства

Як енергоощадний захід, який зменшить втрати активної потужності в електричних мережах, передбачимо установку батарей статичних конденсаторів (БСК). Установка БСК змінює перетоми реактивної потужності, що впливає на втрати активної потужності в мережі, які залежать від потужності БСК. Існує безліч варіантів для установки БСК і кожному з них відповідає певне значення втрат активної потужності в мережі.

Енергопостачальною організацією встановлена величина вхідної реактивної потужності для підприємства, яка становить $Q_e=300$ квар.

Математична модель для вирішення даної задачі має вигляд:

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

де N – кількість вузлів електричної енергії, в якій споживається величина Q_{ei} :

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

U_H – номінальна напруга мережі;

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

Пошук оптимуму за математичною моделлю виконаємо методом невизначених множників Лагранжа. Він дозволяє визначити оптимальне значення реактивної потужності (як долю вхідної – Q_e), яку доцільно передати i -й вузол мережі при мінімальних втратах активної потужності в мережі 10 кВ підприємства [7]:

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

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

$Q_{\text{ВВ}}$ - вхідна реактивна потужність, що задана енергосистемою;

B - коефіцієнт,
$$B = \frac{2 * 10^3}{U_{\text{Н}}^2} = \frac{2 * 10^3}{10^2} = 2 * 10^{-5}$$

Визначимо необхідну потужність компенсувальних пристроїв [1]:

$$Q_{\text{КУ}} \geq Q_{\text{М}} - Q_{\text{е}} = 1999,5 - 300 = 1699,5 \text{ квар.}$$

Для визначення величини реактивної потужності, яку доцільно передавати в i -тий вузол електромережі - Q_{ei} складемо схему заміщення розподільчої мережі підприємства, рис. 2.12.

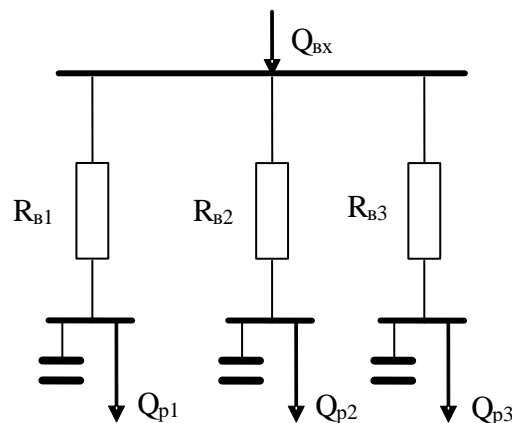


Рисунок 2.12 – R-схема заміщення розподільчої мережі

Розрахуємо еквівалентний опір, виходячи із перерізів кабелів та довжин ліній, а також опорів трансформаторів. Питомий опір кабелю ААБ(3*50), яким живиться ТП1, становить – 0,66 Ом/км, а ААБ(3*35), яким живляться ТП2 та ТП3 – 0,95 Ом/км [2]. Довжини кабелю від ЦРП підприємства до відповідної цехової підстанції у відповідності до плану електричних мереж підприємства (графічна частина роботи) та їх опори:

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

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

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

На всіх ТП встановлюються трансформатори однакової потужності (ТМ 1000/10). Тому врахування їх опорів при розподілі вхідної потужності немає потреби.

Еквівалентні опори розподільної мережі:

$$R_{e1}=0,132 \text{ Ом};$$

$$R_{e2}=0,19 \text{ Ом};$$

$$R_{e3}=0,285 \text{ Ом};$$

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

Множник Лагранжа:

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

Долі вхідної реактивної потужності, які доцільно передавати у вузли навантаження:

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

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

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

Визначимо потужність конденсаторних батарей, які слід встановити на кожній ТП:

$$Q_{\text{БК}i} = Q_{\text{P}i} - Q_{\text{ei}}, \quad (2.34)$$

де $Q_{\text{БК}i}$ – потужність конденсаторних батарей в вузлі i ;

$Q_{\text{P}i}$ – розрахункова реактивна потужність вузла i ;

Q_{ei} – доля вхідної реактивної потужності, яку доцільно передавати в вузол i .

$$Q_{\text{БК}1} = 847 - 139,3 = 707,7 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{БК}2} = 681,5 - 96,8 = 584,7 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{БК}3} = 568,5 - 64,5 = 504 \text{ квар};$$

Виберемо комплектну конденсаторну установку серії ККУ-0,4-

На КТП1:

ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ потужністю 300 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин КТП). Кожна установка має по 12 секцій керування по 25 квар. Загальна потужність встановлених батарей становить: 600 квар.

ККУ-0,4-60/12-5-21УЗ потужністю 60 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин КТП). Кожна установка має по 12 секцій керування по 5 квар. Загальна потужність встановлених батарей становить: 600 квар.

На КТП2:

ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ потужністю 300 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин). Кожна установка має по 12 секцій керування по 25 квар. Загальна потужність встановлених батарей становить: 600 квар.

На КТП3:

ККУ-0,4-240/12-20-21УЗ потужністю 240 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин). Кожна установка має по 12 секцій керування по 20 квар. Загальна потужність встановлених батарей становить: 480 квар.

ККУ-0,4-15/6-2,5-21УЗ потужністю 15 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин). Кожна установка має по 5 секцій керування по 2,5 квар. Загальна потужність встановлених батарей становить: 30 квар

Наявність секцій керування КУ дозволить здійснювати керування в залежності від споживання реактивних навантажень по підприємству [7].

Конденсаторні установки даного типу комплектуються автоматичними мікропроцесорними регуляторами реактивної потужності. Регулятор передбачає два режими управління реактивною потужністю – ручний і автоматичний.

За допомогою ручного режиму здійснюється довільне керування потужністю КУ.

В автоматичному режимі виконується регулювання потужності установки в функції поточного значення $\cos\phi$.

Регулятор допускає попереднє мультипрограмування експлуатаційних параметрів (чутливість, діюче значення $\cos\phi$, час реакції, код управління – при необхідності і т.і.)

Установки споряджаються пристроями захисту при:

- коливаннях живлячої напруги;
- струмовому перевантаженні;
- появі струмів вищих гармонік.

Можливі комбінації перерахованих захистів.

Установки захищені від перегрівання, мають термін гарантії 1 рік.

2.7 Висновки до розділу 2

1. В системі електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» доцільно встановити три двотрансформаторних підстанції з трансформаторами потужністю 1000 кВА.

2. Економічно доцільним є виконання кабельних ліній такими перерізами:

- підстанція «ПРОМИСЛОВА» – ЦРП підприємства 2(3×95);
- ЦРП підприємства – ТП1 2(3×50);
- ЦРП підприємства – ТП1 2(3×35);
- ЦРП підприємства – ТП1 2(3×35).

3. Для зниження активних втрат 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 конденсаторні батареї:

– на ТП1:

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

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

– на ТП2:

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

– на ТП3:

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

ККУ-0,4-15/6-2,5-21УЗ потужністю 15 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин).

РОЗДІЛ 3.

ОПТИМІЗАЦІЯ НАПРУГИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПАТ «ВІННИЦЬКИЙ ОЛІЙНОЖИРОВИЙ КОМБІНАТ»

3.1 Відхилення напруги один із параметрів якості електроенергії

Електрична енергія, як будь-який інший товар, характеризується параметрами якості. Параметри якості електроенергії характеризують здатність електричної енергії задовольняти потреби електроприймачів у відповідності до їх призначення. Якість енергії характеризується системою показників, допустимі значення яких нормуються відповідним стандартом. Всі параметри якості стосуються напруги та частоти.

Один із параметрів якості електроенергії – відхилення напруги. Відхилення напруги - відмінність фактичної напруги в усталеному режимі роботи системи електропостачання від її номінального значення. Відхилення напруги від номінальних значень відбуваються через добових, сезонних і технологічних змін електричного навантаження споживачів; зміни потужності компенсуючих пристроїв; регулювання напруги генераторами електростанцій і на підстанціях енергосистем; зміни схеми і параметрів електричних мереж. Відхиленням напруги називають поступову її зміну.

Відхилення напруги визначається:

$$\delta U = \frac{U - U_n}{U_n} 100\% .$$

Стандартом нормуються відхилення напруги на висновках приймачів електричної енергії. Нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги на затискачах електроприймачів дорівнюють відповідно ± 5 і $\pm 10\%$ від номінального значення напруги а в вузлах загального приєднання споживачів електричної енергії повинні бути встановлені в договорах енергопостачання для годин мінімуму і максимуму навантажень в енергосистемі з

урахуванням необхідності виконання норм стандарту на затискачах приймачів електричної енергії відповідно до нормативних документів.

При розподілі навантаження вздовж мережі, що виконана проводом одного перерізу, відхилення напруги в різних точках мережі буде різними (рисунок 3.1). На початку мережі (точка А) напруга найбільша, а в кінці (точка В) – найменша. Номінальною напруга буде лише в точці С.

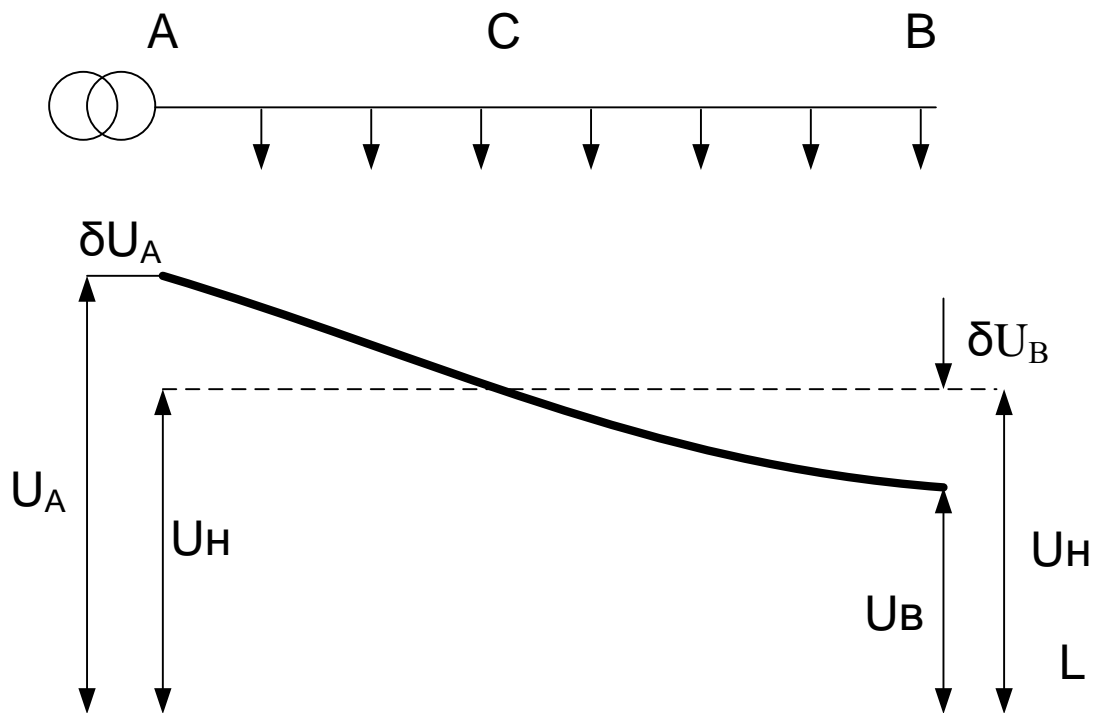


Рисунок 3.1 – Епюра розподілу напруги в лінії із рівномірним навантаженням

Аналізуючи епюру, рис. 3.1, можна прийти до висновку, що відхилення напруги біля електроприймача залежить від довжини лінії, від питомого опору провідника та від його потужності. Довжина лінії та її питомий опір залежить від прийнятих проектних рішень. Тому, виконуючи роботу з оптимізації електропостачання підприємства, доцільно розглядати питання забезпечення якості електроенергії в мережах споживача.

3.2 Вплив відхилень напруги на роботу електроприймачів

Нормування такого параметру якості електроенергії як відхилення напруги, пов'язано з тим, що має місце негативний вплив на роботу електроприймачів, в результаті чого з'являються збитки.

Найбільш чутливі до зміни напруги лампи розжарювання. При зміні напруги лише на 1% потужність лампи змінюється на 1,5 %, світловий потік на 3,5 %, світлова віддача на 1,8 %, строк служби на 13...14%. Із сказаного випливає, що для ламп розжарювання відхилення напруги від номінальної є дуже не бажаним.

Люмінесцентні лампи менш чутливі до зміни напруги. При зміні напруги на 1% їх світловий потік змінюється на 1 %, а світлова віддача на 0,5 %. Проте при зниженні напруги на 6...7 % їх запалювання не гарантоване, а при збільшенні напруги на 6...7 % перегріваються дроселі та інша допоміжна апаратура.

Знижується термін служби ламп освітлення. При підвищенні напруги на 10% термін служби ламп розжарювання знижується в 4 рази.

Нагрівальні прилади (плити, праски, електропечі та ін.) відносно мало реагують на зміну напруги. Але їх електрична потужність змінюється пропорційно квадрату напруги ($P=U^2/R$).

Зниження напруги веде до зменшення потужності електродвигунів. Момент на валу асинхронного електродвигуна змінюється пропорційно квадрату прикладеної напруги (наприклад, при нарузі 90 % від номінальної момент обертання становитиме 81 % від номінального. Тому при зниженні напруги нормально завантаженого двигуна він може зупинитися (перекинутися), при цьому ізоляція виходить із ладу.

При зниженні напруги на затискачах асинхронного електродвигуна на 15% момент знижується на 25%. Двигун може не запуститися або зупинитися. При зниженні напруги збільшується споживаний від мережі струм, і як наслідок розігрів обмоток і зниження терміну служби двигуна. При тривалій роботі на зниженому на 10% нарузі термін служби електродвигуна знижується вдвічі. При

підвищенні напруги на 1% збільшується споживана двигуном реактивна потужність на 3 ... 7%. Знижується ефективність роботи приводу і мережі.

При зниженні напруги можуть виникати збої в роботі електронної апаратури і комп'ютерів, що призводять до втрати даних. Часті відмови блоків живлення внаслідок підвищеного струму споживання при зниженій нарузі і їх перегріву при підвищеному. У сучасній електронній техніці часто встановлюють спеціальні блоки, що вимикають пристрій при відхиленні напруги для запобігання його виходу з ладу. Тому багато пристроїв втрачають працездатність при відхиленні напруги від норми.

При зниженні напруги суттєво погіршується технологічний процес, збільшується його тривалість. Отже, збільшується собівартість виробництва. При підвищенні напруги знижується термін служби обладнання, підвищується ймовірність аварій. При значних відхиленнях напруги відбувається зрив технологічного процесу.

Знизити відхилення напруги можна двома способами: зниженням втрат напруги і регулюванням напруги.

Зниження втрат напруги досягається такими проектними рішеннями:

- вибором перерізів провідників ліній електропередач за умовами втрат напруги;

- застосуванням поздовжньої ємнісної компенсації реактивного опору лінії.

Однак, це небезпечно, оскільки, підвищуються струми короткого замикання;

- компенсацією реактивної потужності за допомогою конденсаторних установок і синхронних електродвигунів, що працюють в режимі перезбудження.

Крім зниження втрат напруги, компенсація реактивної потужності є ефективним заходом енергозбереження, що забезпечує зниження втрат електроенергії в електричних мережах. Розробляючи оптимальну систему електропостачання підприємства в роботі проведені відповідні розрахунки та прийнято рішення про установку конденсаторних установок саме для зменшення активних втрат в мережах живлення втрат. Одночасно при їх установці

зменшились реактивні потужності в мережах живлення, втрати напруги, а як наслідок – зменшились її відхилення.

Для забезпечення допустимих значень відхилень напруги здійснюється регулювання напруги:

– в центрі живлення регулювання напруги здійснюється за допомогою трансформаторів, оснащених пристроєм автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації в залежності від величини навантаження - регулювання під навантаженням (РПН). Такими пристроями оснащені ~ 10% трансформаторів. Діапазон регулювання $\pm 16\%$ з дискретністю 1,78%;

– напруга може регулюватися на проміжних трансформаторних підстанціях за допомогою трансформаторів, оснащених пристроєм перемикання відгалужень на обмотках з різними коефіцієнтами трансформації - перемикання без збудження (ПБЗ), тобто з відключенням від мережі. Діапазон регулювання $\pm 5\%$ з дискретністю 2,5%.

Розрахунками, що наводяться далі, обґрунтовуються рішення з регулювання напруги в мережах ПАТ «Вінницький олієжировий комбінат», які в комплексі з вже прийнятими проектними рішеннями, забезпечать оптимальні рівні напруг в мережах підприємства.

3.3 Розрахунок регульовальних відгалужень для цехової ТП1

На системній підстанції виконується регулювання напруги так, що для режиму максимальних навантажень на підприємстві напруга на шинах 10 кВ становить $103\%U_n$, а в режимі мінімальних навантажень 100%.

Наближчим РП 0,4 кВ, яке живиться від ТП 1 є РП, яке знаходиться у відділенні флотатії (№9 за планом), а найвіддаленішим РП миловареного заводу (за планом №3).

Навантаження найближчого РП становить $384/4 = 96$ кВА і живиться це РП кабелем АВВБ (4×150), довжиною 70 м.

Навантаження найвіддаленішого РП становить $686/2 = 343$ кВА і живиться це РП кабелем АВВБ (4×185), довжиною 300 м.

Визначимо опори всіх ділянок для схеми. Опори ліній живлення від системної підстанції до ЦРП (приведений до напруги 10 кВ)

$$0,326*2,5+j0,083*2,5=0,815+j0,2 \text{ Ом.}$$

Для ділянки від ЦРП до ТП1 (приведений до напруги 10 кВ)

$$0,62*0,5+j0,09*0,5=0,31+j0,045 \text{ Ом.}$$

Для ділянки від цехової ТП1 до найближчого РП (приведене до напруги 0,4 кВ)

$$0,22*0,07+j0,07*0,07=0,015+j0,005 \text{ Ом.}$$

Для ділянки від ТП1 до найвіддаленішого РП (приведене до напруги 0,4 кВ)

$$0,179*0,3+j0,07*0,3=0,054+j0,02 \text{ Ом.}$$

Для трансформатора ТМ-630 $U_k=5,5\%$, $\Delta P_k=2,2$ кВт

$$U_{к.р.}\% = 100 \sqrt{\left(\frac{U_k}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_H}\right)^2} = 100 \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{2,2}{1000}\right)^2} = 5,47\%.$$

Реактивний опір трансформатора

$$\frac{U_{кр}\%}{100} \frac{U_{\delta}^2}{S_H} = \frac{5,47}{100} \frac{10^2}{1000 * 10^{-3}} = 5,47 \text{ Ом.}$$

Активний опір трансформатора

$$\Delta P_k \left(\frac{U_{\delta}}{S_H}\right)^2 = 2,2 * 10^3 \left(\frac{10}{1000}\right)^2 = 0,22 \text{ Ом.}$$

Втрати напруги по ділянцям схеми визначимо за формулою

$$\Delta U\% = \frac{PR + QX}{U_H} * 100\%.$$

Подальші розрахунки проведемо нехтуючи втратами напруги на ділянцях РП-окремий електроприймач.

а) Розрахунок режиму максимальних навантажень.

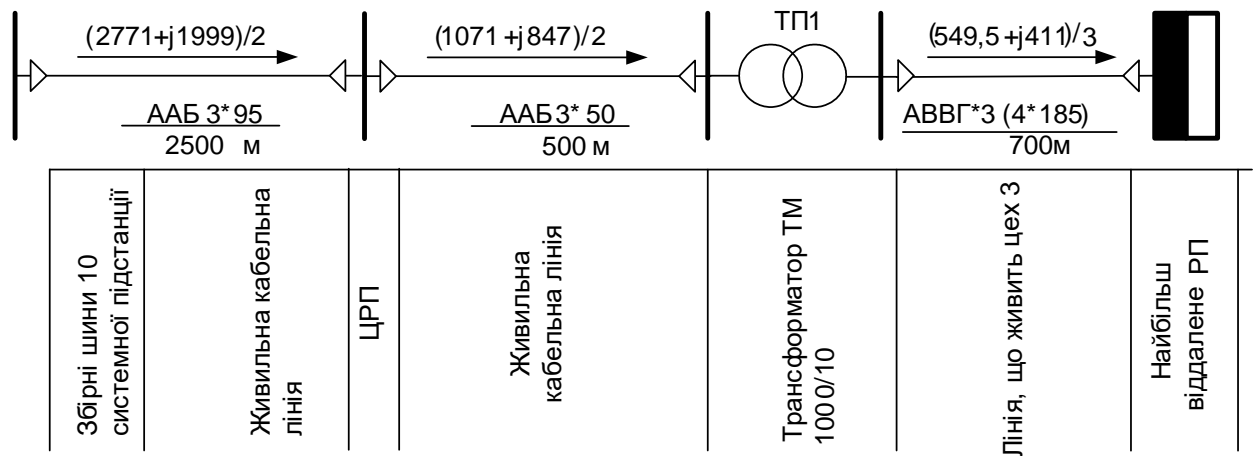


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема для режиму максимальних навантажень

Втрати напруги на ділянці системна підстанція – ЦРП

$$\Delta U \% = \frac{(1385 * 0,875 + 1000 * 0,175)10^3}{(10 * 10^3)^2} 100\% = 1,38\% .$$

Втрати напруги на ділянці ЦРП-ТП1

$$\Delta U \% = \frac{(535 * 0,33 + 423,5 * 0,037)10^3}{(10 * 10^3)^2} 100\% = 0,192\% .$$

Втрати напруги на трансформаторі ТП1

$$\Delta U \% = \frac{(535 * 0,22 + 423,5 * 5,47)10^3}{(10 * 10^3)^2} 100\% = 2,43\% .$$

Втрати напруги на ділянці цехова ТП1 – РП5

$$\Delta U \% = \frac{(183 * 0,125 + 137 * 0,049)10^3}{(0,4 * 10^3)^2} 100\% = 0,073\% .$$

Розрахуємо відхилення напруги на шинах РП5 при всіх можливих положеннях регулювального відгалуження на трансформаторі. Розрахунок проведемо в табличному вигляді, табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок для режиму максимальних навантажень

Напруга на сист підстанції, %	Втрати напруги на лінії РПТ- ЦРП, %	Втрати напруги на лінії ЦРП – ТП1, %	Втрати напруги на трансформаторі, %	Добавка напруги, %	Втрати напруги на лінії від ТП1 до РП6, %	Напруга на шинах РП6, %	Положення регулюв відпайки	Висновок
105	1,38	0,192	2,43	0	0,073	100,1	5	доп
				2,5		102,6	2,5	доп
				5		105,1	0	ндоп
				7,5		107,5	-2,5	ндоп
				10		110,1	-5	ндоп

б) режим мінімальних навантажень

Керуючись типовим графіком навантаження для підприємства харчової промисловості відношення максимальних (розрахункових) потужностей до потужностей мінімальних становить 0,3.

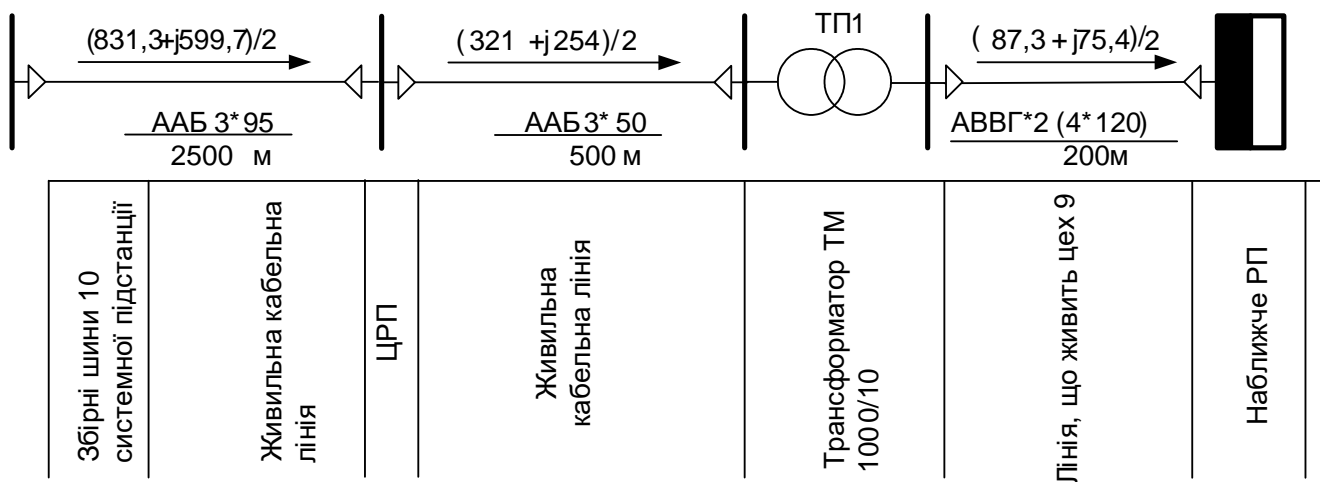


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема для режиму мінімальних навантажень

Втрати напруги на ділянці системна підстанція – ЦРП

$$\Delta U \% = \frac{(415,5 * 0,875 + 300 * 0,175)10^3}{(10 * 10^3)^2} 100\% = 0,415\% .$$

Втрати напруги на ділянці ЦРП-ТП1

$$\Delta U \% = \frac{(160 * 0,33 + 127 * 0,037)10^3}{(10 * 10^3)^2} 100\% = 0,057\% .$$

Втрати напруги на трансформаторі ТП1

$$\Delta U \% = \frac{(160 * 0,22 + 127 * 5,47)10^3}{(10 * 10^3)^2} 100\% = 0,727\% .$$

Втрати напруги на ділянці цехова ТП1 – РП6

$$\Delta U \% = \frac{(43,6 * 0,06 + 37,7 * 0,014)10^3}{(0,4 * 10^3)^2} 100\% = 0,78\% .$$

Розрахуємо відхилення напруги на шинах РП 6 при всіх можливих положеннях регулювального відгалуження на трансформаторі. Розрахунок проведемо в табличному вигляді, табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок для режиму мінімальних навантажень

Напруга на сист підстанції, %	Втрати напруги на лінії РПТ- ЦРП, %	Втрати напруги на лінії ЦРП -ТП1, %	Втрати напруги на трансформаторі, %	Добавка напруги, %	Втрати напруги на лінії від ТП1 до РП6, %	Напруга на шинах РП6, %	Положення регулюв відпайки	Висновок
100	0,415	0,057	0,727	0	0,78	98,02	5	доп
				2,5		100,52	2,5	доп
				5		103,02	0	доп
				7,5		105,52	-2,5	ндоп
				102,6		108,02	-5	ндоп

Проведені розрахунки свідчать, що допустимими відгалуженнями для цехової ТП1 є відгалуження +5; +2,5; 0. Серед зазначених допустимих положень доцільно вибрати відгалуження +2,5%.

Аналогічні розрахунки, що проведені по трансформаторам ТП2 і ТП3, свідчать, що на ТП2 потрібно реалізувати відгалуження +2,5%, а на ТП3 –2,5%.

3.4 Висновки до розділу 3

1. Відхилення напруг на затискачах електроприймачів негативно впливає на їх роботу, зумовлює появу збитків і для забезпечення їх нормальної роботи в системі електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» необхідно забезпечити нормовані значення ΔU .

2. В першу чергу для забезпечення нормованих значень відхилень напруги необхідно використати технічні засоби які є в системі електропостачання. Такими можливостями є регулювальні відгалуження на трансформаторах ТП. Вони дозволяють змінювати кількість витків обмотки високої напруги і, як наслідок, коефіцієнт трансформації трансформатора.

3. Проведені розрахунки свідчать, що на трансформаторах ТП1 та ТП2 потрібно реалізувати відгалуження $+2,5\%$, а на ТП3 $-2,5\%$

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' ($T_{пр}$, $T_{огл}$) 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 :

$$T_{то} = 12 * t_{норм} * k_{ср} \quad (4.2)$$

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

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

Розрахунок виконаємо у табличній формі за [11].

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 облад., 1/рік	Норми трудомісткості, люд*год	Загальна трудомісткість, люд*год	
1.Кабельні лінії зовнішньої системи електропост, км ААБ(3*95)	5,0	1	15	75	-	-	-	180
2.Кабельні лінії заводського	2,0	1	15	30	-	-	-	180

електропостачання ААБ(3*35),км								
3.Кабельні лінії заводського електропостачання ААБ(3*50),км	1,0	1	15	15	-	-	-	180
4. Силовий трансформатор ТМ1000/10	6	0,3 3	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-0,4-15/6-2,5-21УЗ	2	1	20	40	12	8,4	201,6	102,1
Всього				438,8			1332	1198,1

Потреба в ремонтному персоналі визначається за формулою:

$$N_{\text{ПР}} = \frac{T_{\text{ПР}}}{\Phi_{\text{Д}} * K_{\text{ВН}}}, \quad (4.3)$$

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

$K_{\text{ВН}}$ - коефіцієнт виконання норм, $K_{\text{ВН}}=1,1$ – для ремонтного персоналу та

$K_{\text{ВН}}=1,05$ – для експлуатаційного,

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

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:

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

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

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

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.

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

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

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

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

$$\Phi_{\text{в}} = 2 * 690,2 * 20,5 = 28298,2 \text{ грн.}$$

Фонд основної заробітної плати:

- на експлуатацію та обслуговування

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

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, $\alpha = 0,2$,

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

- на поточний ремонт електрообладнання та мереж

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

Величина сумарного фонду заробітної плати з врахуванням додаткової заробітної плати:

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

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

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;

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

$Ц_{mj}$ - ціна одиниці матеріалу, грн.

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

Планова вартість матеріалів для технічного обслуговування

$$C_{М.Т.О.} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{Т.О.i} \sum_{j=1}^g m_{прj} \cdot Ц_{mj}, \quad (4.8)$$

де $T_{Т.О.i}$ - трудомісткість технічного обслуговування для всієї i -ої групи.

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

Витрати на обслуговування

$$C_{обс} = C_{зп.т.о} + C_{М.Т.О.} = 139543,1 + 68932 = 208475,1 \text{ грн.}$$

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.

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

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

$$C_i = 0,25(C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a) =$$

$$= 0,25 (208475,1 + 625226 + 793000) = 406675,2 \text{ грн}$$

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

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

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.

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

Загальна потреба підприємства в електроенергії

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

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

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

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 $C_{\text{сум}}$ - загальні втрати підприємства на електроенергію за рік,

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

$$S = \frac{23065917 * 10^3}{8313450} = 2,77 \text{ грн/кВт*год.}$$

4.7 Висновки до розділу 4

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

РОЗДІЛ 5.

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В магістерській випускній роботі розроблена система електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат». На підприємстві в цеху №1 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 ділянках 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			
		Постійних	Непостійних	Допустима на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима на постійних та непостійних робочих місцях
Теплий	Середньої важкості Пб	16-27	15-29		
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 кондиціонування 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 ділянках 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 ділянках 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 III 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
Механічні майстерні	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
Цех фасування олії	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:

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

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 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									
2		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 відгороджувальними 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/м^2 не обмежується.

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

Стіни				Колони	Драбинні площадки	Плити, інші несучі конструкції	Елементи покриття	
Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Перегородки				Плити	Балки, арки, рами
$\frac{1}{0}$	$\frac{0.5}{0}$	$\frac{0.25}{40}$	$\frac{0.25}{40}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{0.25}{25}$	$\frac{0.25}{0}$

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 монтажно-штампувальному цеху встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті $2\text{м} \times 2\text{м}$ – 1шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

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

Для визначення видів та кількості первинних засобів пожежогасіння 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 місцях 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.

5.4 Висновки до розділу 5

Висновки. В даній частині дипломної роботи був проведений аналіз безпеки життєдіяльності на підприємстві, проаналізовані небезпечні та шкідливі фактори, які впливають на робочий персонал цеху. Встановленні технічні рішення що до безпечної експлуатації об'єкта, системи запобігання пожежі, гігієни праці та виробничої санітарії.

В умовах дії іонізуючого випромінювання система електропостачання залишається стійкою. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Для нормальної роботи об'єкта під час аварій з такими наслідками, як іонізуюче випромінювання, потрібно розраховувати робочі зміни для обслуговуючого персоналу з врахуванням їх допустимої дози опромінення.

Після проведених розрахунків визначено, що робота системи автоматики стійка при заданому рівні радіації 4,37 Р/год. До дії ЕМІ система управління і автоматики СЕП виявилась нестійкою. Застосування екранування систем управління і автоматики СЕП суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,83 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості апаратури до дії ЕМІ є зменшення струмопровідних провідників (їх довжини) шляхом вдосконалення схемокомпоновки елементів управління та автоматики СЕП. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали електронні схеми на період впливу ЕМІ.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Система електропостачання Приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат» розроблена з використанням сучасних проектних методик і відповідає вимогам ПУЕ.
2. Система електропостачання, що спроектована, забезпечує вимоги надійності електропостачання споживачів другої категорії.
3. Обрана схема електропостачання забезпечує надійне та безперебійне живлення електроенергією всіх електроприймачів підприємства, що підтверджено відповідними розрахунками.
4. Комутаційне і захисне електрообладнання напругою 10 та 0,4 кВ вибрано за параметрами нормального і аварійного режимів, що забезпечує надійну його роботу.
5. Для забезпечення допустимих відхилень напруги на затискачах всіх електроприймачів, які отримують електроенергію від ТП1, необхідно реалізувати відгалуження +2,5%, що підтверджується проведеними розрахунками.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бурбело М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. / М. Й. Бурбело 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. Электрическая часть электростанций и подстанций. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков– М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. www.ukrelektroapparat.km.ua ВАТ “УКРЕЛЕКТРОАПАРАТ” Силові трансформатори, трансформаторні підстанції, камери розподільних пристроїв
6. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - Х.: Міненерговугілля України, 2014.
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. 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.
10. Купчик М.П., Гандзюк М.П., Степанець І.Ф. та інші Основи охорони праці. / М.П. Купчик, М.П.Гандзюк, І.Ф. Степанець та інші – К.: Основа, 2000. – 416 с.
11. ООО Енера Вінниця. Тарифи на електроенергію. Режим доступу: <https://vin.enera.ua/>.

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ____ ” _____ 2020 р.ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМд.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ____ ” _____ 2020 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

Оптимізація електропостачання Приватного акціонерного товариства«Вінницький олійножировий комбінат»08-17.МКР.014.03.100 ТЗ

Науковий керівник:

проф. Терешкевич Л.Б. _____

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 18м

Нечитайло В.О. _____

(підпис)

Вінниця 2020 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 76 від 06.03.2020 р.

Дата початку роботи 23 березня 2020 р.

Дата закінчення роботи 5 червня 2020 р.

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

а) мета – оптимізація електропостачання ТОВ «Вінницький олійножировий комбінат» 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 ТОВ «Вінницький олійножировий комбінат».

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР: генплан підприємства (об'єкта); відомості про електричні навантаження підприємства (цеха, об'єкта, дільниці, 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

	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи
1	Відомості про підприємство та характеристики електроприймачів.	25.03.2020
2	Оптимізація системи електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат»	10.04.2020
3	Оптимізація напруги в системі електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат»	30.04.2020
4	Економічна частина роботи	15.05.2020
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.05.2020
	Написання пояснювальної записки	5.06.2020

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**

Вінницький олійножировий комбінат живиться від підстанції "Технологічна" - 110/10 яка знаходиться на відстані 2,5 км, рівні напруг в максимальному та мінімальному режимах навантаження становлять 10,5 кВ та 10 кВ, а потужність короткого замикання 100 МВА.

Комбінат споживає електроенергію по тарифу першого класу – пряме включення комбінату від живлячого центру, тобто від підстанції «Технологічна» по стороні 10 кВ.

На Вінницькому олійножировому комбінаті всі електроприймачі споживають трифазний струм промислової частоти 50 Гц на напрузі 380 В.

Генплан підприємства зображено на рис. Д. 1, а відомості про виробничі об'єкти підприємства наведені в таблиці Д.1.

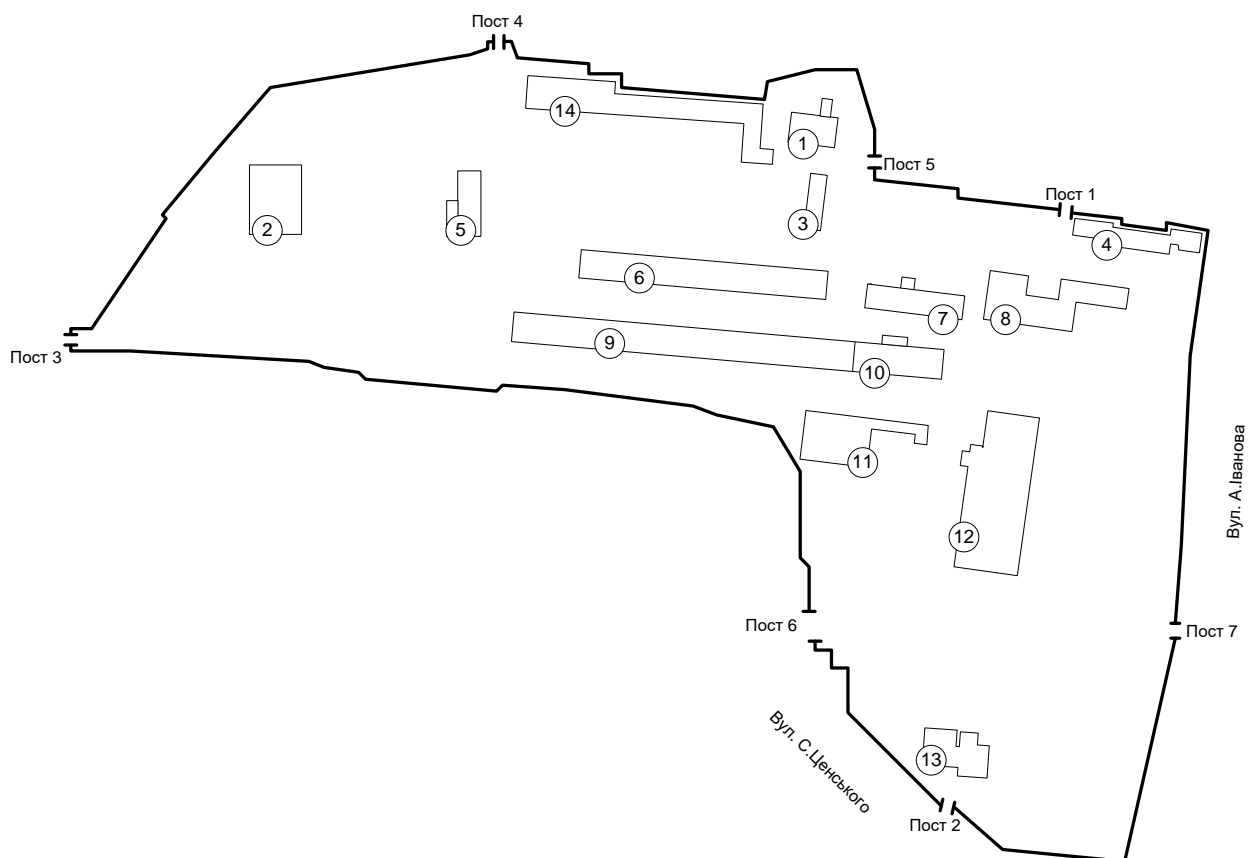


Рисунок Д.1 – Генплан ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат»

Таблиця Д.1 – Відомості про виробничі об'єкти підприємства

№	Найменування цехів	Рн	Кп	tgφ
1	Склад готових виробів	30	0,3	1,33
2	Електролізний цех	130	0,5	0,88
3	Будівля відділення флотації	780	0,7	0,75
4	Адміністративний корпус	110	0,5	0,8
5	Електроцех	80	0,4	0,48
6	Гідрозавод з прибудовами	120	0,6	1,17
7	Механічна майстерня	150	0,35	0,75
8	Екстракційний завод	805	0,95	0,62
9	Миловарний завод	690	0,3	1,17
10	Цех фасування олії	420	0,6	0,75
11	Олієзливна станція	200	0,6	0,75
12	Склад насіння	45	0,4	0,75
13	Котельня	650	0,55	0,75
14	Гараж, рембудцех зі складами	20	0,2	1,33
Всього по підприємству		3950		

Виробництво продукції цілодобове, в три зміни.

Актуальність теми.

Діюча система електропостачання ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» була спроектована, змонтована та прийнята в експлуатацію ще в 70-тих роках минулого століття. Вона повністю задовільняла всім вимогам: було встановлено сучасне на той час електрообладнання, яке вибиралось по електричним навантаженням, сформованими технологічними процесами виробництва.

Тому для ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат» актуальною технічною задачею є оптимізація 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,
- оптимальних положень регулювальних відгалужень на цехових трансформаторних підстанціях, що дозволить забезпечити допустимі значення відхилень напруги на затискачах всіх електроприймачів і тим самим поліпшити якість електроенергії).

Об’єкт дослідження – система електропостачання ТОВ ПАТ «Вінницький олійножировий комбінат».

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

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є оптимізація електропостачання ТОВ «Вінницький олійножировий комбінат» 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 ТОВ «Вінницький олійножировий комбінат».

Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП

3

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

$$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТПСМ}$$

$$k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{па} \geq S_{ТПР} \cdot k_{ппа},$$

$$S_T \in S_{СТ}$$

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2		№ 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
3		ТП1	2	84,38	58,05	102,42	71,38	48,30	86,19	2
4			5	46,03	26,56	53,14	58,03	34,00	67,25	
5			6	87,40	91,57	126,58	75,40	77,54	108,16	
6			14	13,68	8,17	15,94	14,68	9,06	17,25	
7			9	291,15	251,57	384,78	291,15	251,57	384,78	
8			3	549,30	411,08	686,09	393,30	294,08	491,09	
9			Всього по ТП1	1071,94	847,02	1366,20	903,94	714,56	1152,26	
10		ТП2	1	12,84	11,03	16,92	9,84	7,96	12,66	2
11			4	68,72	40,67	79,85	52,22	30,44	60,44	
12			7	67,35	46,50	81,84	82,35	57,75	100,58	
13			8	784,99	583,28	977,97	583,74	432,34	726,41	
14			Всього по ТП2	933,90	681,48	1156,10	728,15	528,50	899,73	
15		ТП3	10	334,77	240,07	411,95	271,77	192,82	333,22	2
16			11	152,34	121,35	194,77	122,34	94,90	154,83	
17			12	25,20	21,82	33,33	16,20	12,64	20,55	
18			13	382,84	185,31	425,33	350,34	169,57	389,22	
19			Всього по ТП3	895,15	568,55	1060,45	760,65	469,92	894,10	

Показник ефективності вибору трансформаторів ТП - річні приведені затрати на підстанцію

Керована змінна - потужність трансформаторів – St

Множина доступних значень – всі стандартні потужності трансформаторів St.

Визначення оптимальної кількості та потужності

цехових ТП

ТП3

D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

ТП2

C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

ТП1

D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

1			Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
2			Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
3	Питома вартість втрат		Економічні характеристики												
4	Коефіцієнт ефективності		Дані нормального режиму												
5	Коефіцієнт відрахувань		Дані післяварійного режиму												
6			Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
7			Економічні характеристики												
8	Розрахункова потужність		Дані нормального режиму												
9	Середня потужність		Дані післяварійного режиму												
10	Кількість трансформаторів		Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
11	Допустимий коефіцієнт навантаження		Економічні характеристики												
12			Дані нормального режиму												
13	Допустимий коефіцієнт навантаження		Дані післяварійного режиму												
14	Доля навантаження		Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
15			Економічні характеристики												
16	*	St кВА	Дані нормального режиму												
17		63	Дані післяварійного режиму												
18		100	Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
19		160	Економічні характеристики												
20		250	Дані нормального режиму												
21		400	Дані післяварійного режиму												
22		630	Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
23	V	1000	Економічні характеристики												
24		1600	Дані нормального режиму												
25		2500	Дані післяварійного режиму												
26			Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
27	Мінімальні затрати		Економічні характеристики												
28	Оптимальна потужність		Дані нормального режиму												
29	Оптимальний коефіцієнт навантаження		Дані післяварійного режиму												

Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

5

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(x) = \left[(E_e + E_a) \cdot K_0(x) + 3 \cdot I_L^2 \cdot r_0(x) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_L \rightarrow \min_{x \in X_{cm}} \\ x \geq x_{\partial on} \equiv k_{\partial on} \cdot I_{\partial on}(x) \geq I_L \\ x \geq x_{\partial on} \equiv k_{na} \cdot I_{\partial on}(x) \geq I_L \cdot k_L \cdot k_{nna} \\ \Delta U_H(x) \leq \Delta U_{\partial on} \\ \Delta U_{na}(x) \leq \Delta U_{\partial on} \\ x \geq x_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}}{C} \\ x \in X_{cm} \end{array} \right.$$

Критерій ефективності річні приведені затрати в зовнішню лінію живлення

Керована змінна: переріз кабельних ліній (мм²).

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

„Технологічна”
- ЦРП

Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній



№	F, мм²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Ko, т.грн/км	Iдоп, А	dUn, %	dUлп, %	dP, кВт
25	10	3,1	0,122	9,5381	65	11,73	18,77	541,03
26	16	1,94	0,113	13,784	75	7,45	11,92	338,58
27	25	1,24	0,099	19,854	90	4,84	7,74	216,41
28	35	0,89	0,095	25,953	115	3,54	5,67	155,31
29	50	0,62	0,09	36,927	140	2,54	4,06	108,21
30	70	0,443	0,086	50,501	165	1,87	3,00	77,31
31	95	0,326	0,083	65,451	205	1,44	2,30	56,91
32	120	0,258	0,081	82,823	240	1,18	1,89	45,01
33	150	0,206	0,079	102,11	275	0,98	1,57	35,91
34	185	0,167	0,077	137,48	310	0,84	1,34	29,11
36	Мінімальні затрати, тис.грн							
37	Оптимальний переріз КЛ, мм²							

ЦРП – ТП1

№	К, т.грн	Е*К, т.грн	Bв, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Id оп ≥ Idp	n*Iдоп ≥ Kнлп*k** Ip	dUn <= dUnдоп	dUлп <= dUлпдоп	F ≥ Fкз
25	47,69	6,66	303,46	-	-	-	-	-	-	-
26	68,92	9,65	189,91	-	-	-	-	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	Мінімальні затрати, тис.грн									
37	Оптимальний переріз КЛ, мм²									

№	Е	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
3	Вибір оптимального перерізу КЛ1														
4	Економічні характеристики														
5	Економічні характеристики														
6	Економічні характеристики														
7	Економічні характеристики														
8	Економічні характеристики														
9	Економічні характеристики														
10	Економічні характеристики														
11	Економічні характеристики														
12	Економічні характеристики														
13	Економічні характеристики														
14	Економічні характеристики														
15	Економічні характеристики														
16	Економічні характеристики														
17	Економічні характеристики														
18	Економічні характеристики														
19	Економічні характеристики														
20	Економічні характеристики														
21	Економічні характеристики														
22	Економічні характеристики														
23	Економічні характеристики														
24	Економічні характеристики														

ЦРП – ТП3

№	F, мм²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Ko, т.грн/км	Iдоп, А	dUn, %	dUлп, %	dP, кВт
25	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,72	1,15	1,15
26	16	1,94	0,113	13,784	75	0,46	0,73	0,73
27	25	1,24	0,099	19,854	90	0,30	0,47	0,47
28	35	0,89	0,095	25,953	115	0,22	0,35	0,35
29	50	0,62	0,09	36,927	140	0,15	0,25	0,25
30	70	0,443	0,086	50,501	165	0,11	0,18	0,18
31	95	0,326	0,083	65,451	205	0,09	0,14	0,14
32	120	0,258	0,081	82,823	240	0,07	0,11	0,11
33	150	0,206	0,079	102,11	275	0,06	0,09	0,09
34	185	0,167	0,077	137,48	310	0,05	0,08	0,08
36	Мінімальні затрати, тис.грн							
37	Оптимальний переріз КЛ, мм²							

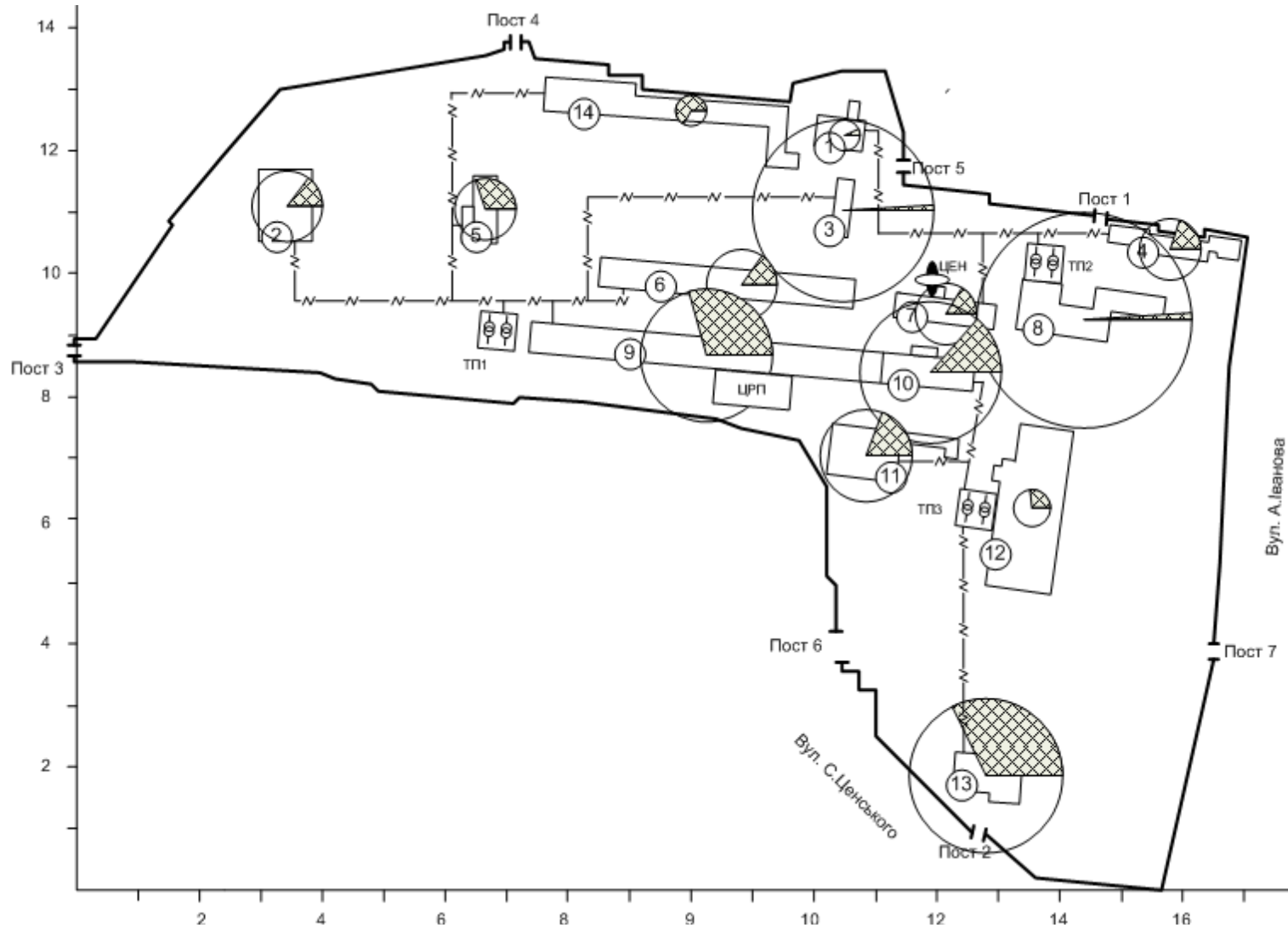
ЦРП – ТП2

№	F, мм²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Ko, т.грн/км	Iдоп, А	dUn, %	dUлп, %	dP, кВт
25	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,78	1,21	1,21
26	16	1,94	0,113	13,784	75	0,48	0,77	0,77
27	25	1,24	0,099	19,854	90	0,31	0,50	0,50
28	35	0,89	0,095	25,953	115	0,23	0,36	0,36
29	50	0,62	0,09	36,927	140	0,16	0,26	0,26
30	70	0,443	0,086	50,501	165	0,12	0,19	0,19
31	95	0,326	0,083	65,451	205	0,09	0,15	0,15
32	120	0,258	0,081	82,823	240	0,08	0,12	0,12
33	150	0,206	0,079	102,11	275	0,06	0,10	0,10
34	185	0,167	0,077	137,48	310	0,05	0,09	0,09
36	Мінімальні затрати, тис.грн							
37	Оптимальний переріз КЛ, мм²							

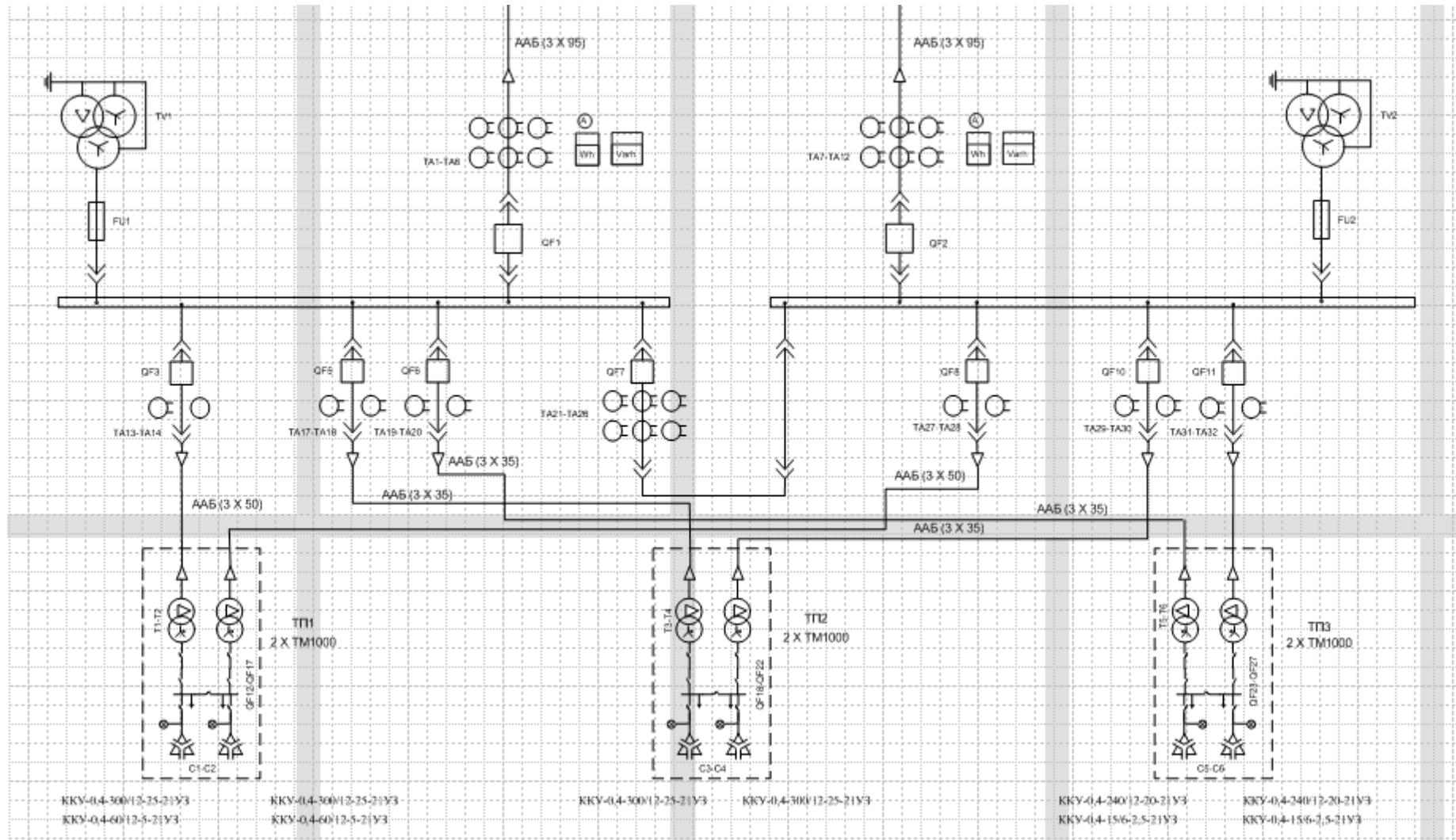
№	F, мм²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Ko, т.грн/км	Iдоп, А	dUn, %	dUлп, %	dP, кВт	К, т.грн	Е*К, т.грн	Bв, т.грн	З, т.грн	X	Kдоп*Id оп ≥ Idp	n*Iдоп ≥ Kнлп*k** Ip	dUn <= dUnдоп	dUлп <= dUлпдоп	F ≥ Fкз	
25	10	3,1	0,122	9,5381	65	0,87	1,39	13,86	9,54	1,34	8,89	-	-	-	-	-	-	-	
26	16	1,94	0,113	13,784	75	0,55	0,88	9,92	13,78	1,93	5,57	-	-	-	-	-	-	-	
27	25	1,24	0,099	19,854	90	0,36	0,58	6,34	19,85	2,78	3,56	-	-	-	-	-	-	-	
28	35	0,89	0,095	25,953	115	0,26	0,42	4,55	25,95	3,63	2,55	-	-	-	-	-	-	-	
29	50	0,62	0,09	36,927	140	0,19	0,30	3,17	36,93	5,17	1,78	6,95	50	+	+	+	+	+	
30	70	0,443	0,086	50,501	165	0,14	0,22	2,27	50,50	7,07	1,27	8,34	70	+	+	+	+	+	
31	95	0,326	0,083	65,451	205	0,11	0,17	1,67	65,45	9,16	0,94	10,10	95	+	+	+	+	+	
32	120	0,258	0,081	82,823	240	0,09	0,14	1,32	82,82	11,60	0,74	12,34	120	+	+	+	+	+	
33	150	0,206	0,079	102,11	275	0,07	0,12	1,05	102,11	14,30	0,59	14,89	150	+	+	+	+	+	
34	185	0,167	0,077	137,48	310	0,06	0,10	0,85	137,48	19,25	0,48	19,73	185	+	+	+	+	+	
36	Мінімальні затрати, тис.грн										Змін	6,95							
37	Оптимальний переріз КЛ, мм²										холт	50							

План підприємства з електричними мережами

7



Однолінійна схема електропостачання



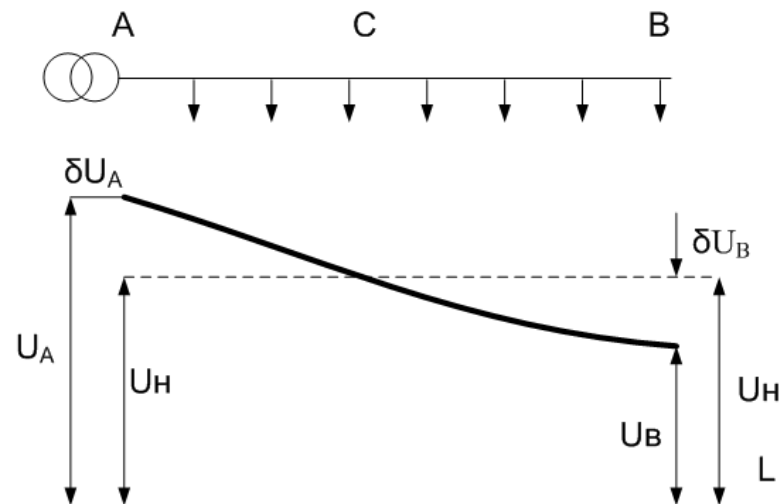
Відхилення напруги один із параметрів якості електроенергії

9

$$\delta U = \frac{U - U_H}{U_H} 100\%$$

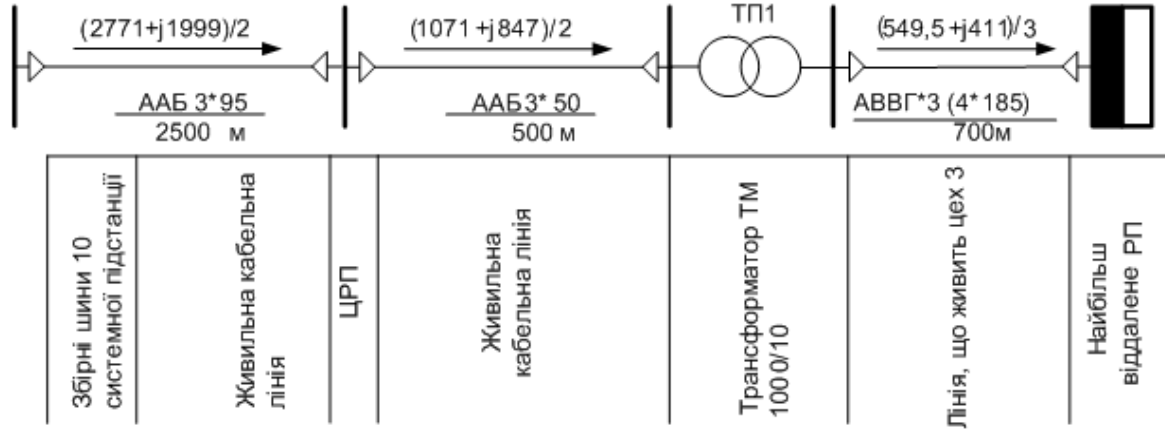
Нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги на затискачах електроприймачів дорівнюють відповідно ± 5 і $\pm 10\%$ від номінального значення напруги а в вузлах загального приєднання споживачів електричної енергії повинні бути встановлені в договорах енергопостачання для годин мінімуму і максимуму навантажень в енергосистемі з урахуванням необхідності виконання норм стандарту на затискачах приймачів електричної енергії відповідно до нормативних документів

Епюра розподілу напруги в лінії із рівномірним навантаженням



Розрахунок відгалуження для трансформаторів ТП1

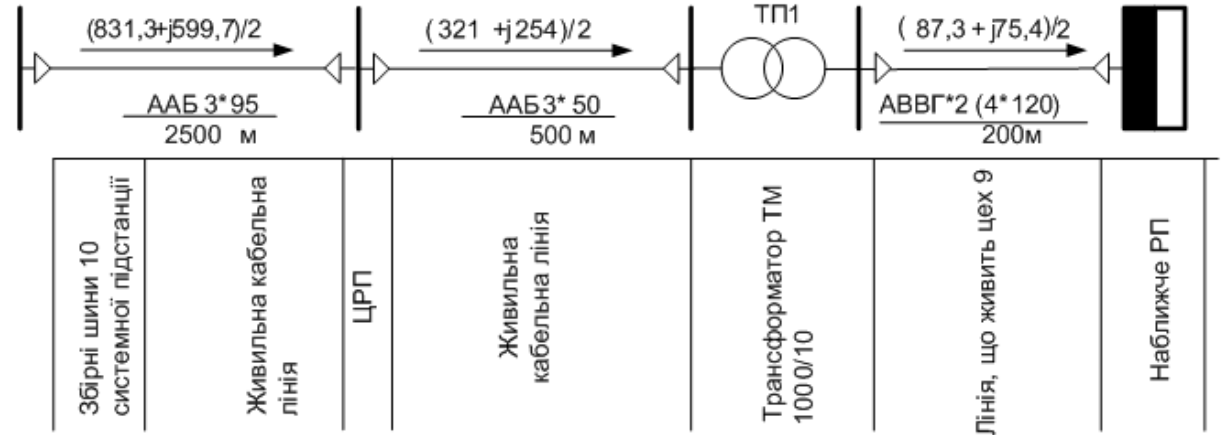
Розрахунок режиму максимальних навантажень



Напруга на сист підстанції, %	Втрати напруги на лінії РПГ- ЦРП, %	Втрати напруги на лінії ЦРП -ТП1, %	Втрати напруги на трансформаторі, %	Добавка напруги, %	Втрати напруги на лінії від ТП1 до РПБ, %	Напруга на шинах РПБ, %	Положення регулююв відпайки	Висновок
105	1,38	0,192	2,43	0	0,073	100,1	5	доп
				2,5		102,6	2,5	доп
				5		105,1	0	ндоп
				7,5		107,5	-2,5	ндоп
				10		110,1	-5	ндоп

Розрахунок відгалуження для трансформаторів ТП1

Режим мінімальних навантажень



Напруга на сист підстанції, %	Втрати напруги на лінії РПТ- ЦРП, %	Втрати напруги на лінії ЦРП -ТП1, %	Втрати напруги на трансформаторі, %	Добавка напруги, %	Втрати напруги на лінії від ТП1 до РП6, %	Напруга на шинах РП6, %	Положення регулюв відпайки	Висновок
100	0,415	0,057	0,727	0	0,78	98,02	5	доп
				2,5		100,52	2,5	доп
				5		103,02	0	доп
				7,5		105,52	-2,5	ндоп
				102,6		108,02	-5	ндоп

	Відгалуження
ТП1	+2,5%
ТП2	+2,5%
ТП3	-2,5%

