

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: Дослідженням роботи розподільчої мережі 110 кВ із вибором електричного обладнання підстанції 110/10 кВ

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕТм-62 спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (шифр і назва спеціальності)

		Онисько Ю. Ю.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Керівник		Бабюк С. М.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Нормоконтроль		Коваль В. П.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри		Коваль В. П.
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Рецензент		
	(підпис)	(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 11 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Ониську Юрію Юрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження роботи розподільчої мережі 110 кВ із вибором електричного обладнання підстанції 110/10 кВ.

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 10 » жовтня 2024 року № 4/7-984

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 грудня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи схема електричної мережі; дані про розташування нових об'єктів; дані про навантаження електроспоживачів; дані про генератори електростанції; кількість відходящих приєднань на стороні 10 кВ

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

Електрична схема існуючої мережі. Структурна електрична схема ЕС-2. Карти режимів варіантів розвитку мережі. Карта мережі в режимі максимальних навантажень. Карта режиму мережі в режимі мінімальних навантажень. Карта режиму мережі в режимі мінімальних навантажень. Карта режиму мережі у післяаварійному режимі. Карта режиму мережі у післяаварійному режимі після зміни реактивної потужності. Вибір електричної схеми підстанції. Розрахунок струмів короткого замикання. Схема живлення власних потреб підстанції. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 11 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.10.2024	
2	Аналітичний розділ	25.10.2024	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2024	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.11.2024	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.12.2024	
6	Висновки	15.12.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2024	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2024	

Студент

(підпис)

Онисько Ю. Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бабюк С. М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Онисько Юрій Юрійович. Дослідженням роботи розподільчої мережі 110 кВ із вибором електричного обладнання підстанції 110/10 кВ.

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Стор.– 80; рис. - 22; табл. - 28; слайдів - 20; джерел - 25; додатків - 2.

В даній роботі проведено дослідження режимів роботи розподільчої мережі 110 кВ із розробкою підстанції 110/10 кВ.

При виконанні роботи були поставлені такі завдання: аналіз існуючої мережі, аналіз роботи трансформаторів мережі, вибір електричних схем в одному з нових вузлів, вибір трансформаторів, вибір перерізів ліній електропередачі, розгляд шести варіантів конфігурацій мережі, визначення двох найбільш оптимальних, аналіз їх роботи у різних післяаварійних режимах, техніко-економічне порівняння варіантів, вибір оптимального, розрахунок основних режимів роботи для обраного варіанта, вибір відпайок трансформаторів, розрахунок наведених витрат для обраного варіанту мережі; вибір схеми розподільчого пристрою; розрахунок струмів у нормальних, післяаварійних режимах, а також при трифазному короткому замиканні; вибір комутаційного устаткування; вибір засобів виміру; опрацювання питання експлуатації розподільчих мереж.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА, НАВАНТАЖЕННЯ, БЛИСКАВКОЗАХИСТ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Аналіз вихідних даних роботи	9
1.2 Баланс активних та реактивних потужностей	10
1.2.1 Баланс активних потужностей	10
1.2.2 Баланс реактивних потужностей	12
1.3 Аналіз мережі 35 кВ аналізованої енергосистеми	14
1.4 Аналіз роботи трансформаторів	18
1.5 Висновки до розділу 1	22
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	23
2.1 Вибір номінальної напруги для проєктування мережі	23
2.2 Вибір схеми електростанції ЕС-2	24
2.3 Вибір кількості та потужності трансформаторів	25
2.4 Вибір трансформаторів	25
2.5 Вибір конфігурації схеми мережі	26
2.6 Вибір перерізів повітряних ЛЕП	32
2.7 розрахунок основних режимів мережі	33
2.7.1 Режим максимальних навантажень	33
2.7.2 Режим мінімальних навантажень	35
2.7.3 Післяаварійні режими роботи	40
2.8 Забезпечення необхідної напруги в мережі і вибір відпайки трансформаторів	43
2.9 Висновки до розділу 2	47
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	48
3.1 Розробка підстанції 110/10 кВ. Вибір схем розподільчих пристроїв ВН та НН	48
3.2 Розрахунок струмів у нормальних та тривалих режимах	49
3.3 Розрахунок струмів короткого замикання	49

	5
3.4 Вибір комутаційного обладнання	51
3.5 Вибір типу комплектного розподільчого пристрою	54
3.6 Вибір струмопровідних частин РУ та ізоляторів	55
3.7 Вибір засобів вимірювання	56
3.8 Вибір трансформаторів струму	56
3.9 Вибір трансформатора струму на стороні НН підстанції	59
3.10 Вибір трансформаторів напруги	62
3.11 Вибір схеми живлення власних потреб підстанції	63
3.11.1 Визначення потужності споживачів власних потреб	63
3.11.2 Вибір трансформатора власних потреб	64
3.11.3 Вибір схеми живлення споживачів власних потреб	64
3.12 Вибір акумуляторної батареї на підстанції	65
3.13 Висновки до розділу 3	69
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	70
4.1 Вимоги до персоналу для обслуговування резервної електростанції	70
4.2 Заходи із безпечного увімкнення резервної електростанції в роботу	72
4.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	74
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	77
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	78

ВСТУП

На сьогоднішній день енергетика відіграє найважливішу роль серед усіх сфер господарської діяльності людини, впливаючи на наше життя. Помилки в цій галузі можуть мати серйозні наслідки. Для забезпечення тепла і світла в будинках, руху транспорту і роботи промисловості необхідні витрати енергії. Основу сучасної енергетики складають паливні запаси вугілля, нафти і газу, які задовольняють приблизно 90% енергетичних потреб людства.

Електроенергія, яка є найбільш універсальною формою енергії, виробляється на електростанціях і розподіляється між споживачами за допомогою електричних мереж. Однак потреби в енергії постійно зростають. Розвиток потребує, передусім, енергетичних витрат, що означає необхідність модернізації та реконструкції як систем виробництва електроенергії, так і систем транспортування і розподілу електроенергії серед споживачів.

Правильно вибрана схема транспортування електроенергії споживачам багато в чому визначає надійність постачання, запобігаючи можливим позаштатним ситуаціям і аваріям. При проектуванні трансформаторних підстанцій і ліній передач необхідно враховувати економічну доцільність. Зазвичай розглядається кілька варіантів і обирається оптимальне співвідношення між технічною необхідністю і економічною доцільністю, що дозволяє суттєво заощаджувати матеріали і кошти, полегшуючи експлуатацію обладнання.

Останнім часом почали широко застосовуватися нові види електротехнічного обладнання: вакуумні і елегазові вимикачі замість масляних, мікропроцесорні пристрої релейного захисту замість релейно-лампових і т.д. Хоча ці пристрої дорожчі, вони забезпечують більшу надійність, гнучкість і в цілому є більш прийнятними.

У енергетиці, як і в багатьох інших галузях, сьогодні гостро стоїть питання про модернізацію мереж і підстанцій. Обладнання, встановлене 25-30 років тому, повністю вичерпало свій ресурс. Нинішня працездатність цього

обладнання значною мірою зберігається завдяки тому, що воно було виготовлене з великою запасом міцності.

Підстанції 110/10 кВ це електроустановки, призначені для перетворення напруги мереж з метою економічного розподілу енергії в найближчому районі або подальшої її передачі. Вони складаються з наступних частин: одного або декількох трансформаторів (автотрансформаторів), РП (розподільний пристрій) вищої напруги, РП знижених напруг (середньої та нижчої), допоміжних пристроїв. На підстанціях можуть бути встановлені синхронні компенсатори, статичні конденсатори та шунтуючі реактори.

Актуальність. Проектування високовольтної підстанцій це цілий комплекс завдань і заходів, оскільки в основу її можуть бути покладені різні ознаки, а саме:

- 1) номінальна напруга мережі вищої напруги, що визначає певною мірою потужність, займану площу та вартість підстанції;
- 2) число ступенів зниженої напруги;
- 3) число трансформаторів (автотрансформаторів) та їх поодинокі потужності;
- 4) становище підстанції у мережі вищої напруги, що визначає схему РП цієї напруги;
- 5) категорія споживачів та багато інших.

Мета і задачі дослідження. дослідження режимів роботи розподільчої мережі 110 кВ із розробкою підстанції 110/10 кВ.

Визначена мета досягається розв'язанням таких основних задач:

- виконання аналізу режимів роботи електричного обладнання підстанції з урахуванням перспектив розвитку енергетичної мережі;
- дослідження поточного стану трансформаторної підстанції та розробка пропозицій щодо реконструкції;
- розрахунок електричних навантажень і створення добових та річних графіків навантаження трансформаторної підстанції;

- вибір силових трансформаторів на основі техніко-економічних розрахунків;

- розрахунок струмів короткого замикання і вибір комутаційно-захисного обладнання, кабелів і проводів.

Об’єкт дослідження – процес розподілу електричної енергії в мережі 110/10 кВ.

Предмет дослідження – режими роботи розподільчої мережі 110/10 кВ.

Наукова новизна отриманих результатів

Розробка заходів щодо підвищення надійності систем розподілу електроенергії отримала подальший розвиток шляхом реконструкції трансформаторних підстанцій загального призначення із заміною комутаційно-захисного обладнання.

Практичне значення отриманих результатів

При реконструкції трансформаторної підстанції враховані всі сучасні вимоги до електричних мереж та норми показників якості електроенергії. Важливим фактором є також вибір найбільш доцільної схеми електропостачання. Економічні критерії та забезпечення надійної роботи системи електропостачання враховані під час її реконструкції.

Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на XIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» 11-12 грудня 2024 р., на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається із вступу, 4 розділи, висновки, перелік посилань (25 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 80 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз вихідних даних роботи

- схема електричної мережі;
- дані про розташування нових об'єктів;
- дані про навантаження електроспоживачів;
- дані про генератори електростанції;
- кількість приєднань, що відходять, на стороні 10 кВ ПС-6.

Вся інформація наведена у таблицях нижче.

У таблиці 1.1 представлені дані про навантаження мережі: їх потужності як найбільших навантажень $P_{\max}$ і коефіцієнти потужності ($\text{tg}\varphi$). Для режиму мінімальних навантажень слід зменшити табличні значення на коефіцієнт потужності 0,7. Число годин використання найбільшого навантаження $T_{\text{нб}} = 6000 \text{ год}$.

Таблиця 1.1 – Дані про навантаження електроспоживачів

п/ст2 ш.110 кВ $P_2/\text{tg}\varphi$	п/ст3 ш.110 кВ $P_3/\text{tg}\varphi$	п/ст4 ш.10 кВ $P_4/\text{tg}\varphi$	п/ст41 ш.35 кВ $P_{41}/\text{tg}\varphi$	п/ст42 ш.35 кВ $P_{42}/\text{tg}\varphi$	п/ст5 ш.110 кВ $P_5/\text{tg}\varphi$	п/ст6 ш.10 кВ $P_6/\text{tg}\varphi$	п/ст7 ш.10 кВ $P_7/\text{tg}\varphi$	ЕС-1 ш.10,5 кВ $P_{\text{ес1}}/\text{tg}\varphi$	ЕС-2 ш.ВН $P_{\text{ес2}}/\text{tg}\varphi$
30/0,56	50/0,54	20/0,48	6/0,51	5/0,54	35/0,51	60/0,67	30/0,51	44/0,45	75/0,51

Потужність генераторів електростанції I складає 110 МВт. Генератори, які встановлюються на ЕС-2 – $P_{\text{номI}} = 3 \times 60 \text{ МВт}$.

Точка примикання проєктованої мережі до електричної мережі системи (підстанція 1) є балансуєчим та базисним вузлом (БВ), для неї в таблиці Г задаються значення напруги $U_{\text{БВ}}$ в режимі максимальних, мінімальних навантажень та післяаварійному.

Таблиця 1.2 – Режими підстанції I

$U_{\text{n/cmI}}$		
$U_{\max}, \text{кВ}$	$U_{\min}, \text{кВ}$	$U_{\text{нав}}, \text{кВ}$
118	115	113

$\sum P_n$ - сумарне споживання потужності.

При цьому баланс активної потужності в мережевому районі, що розглядається, забезпечується за рахунок обміну з сусідньою енергосистемою через балансуєчий вузол.

Споживання активної потужності в системі складається з навантажень споживачів $\sum P_H$, власних потреб (в.п.) електричних станцій $\sum P_{en}$, втрат потужності в лініях $\sum P_L$ і трансформаторах $\sum \Delta P_T$:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_H + \sum P_{en} + \sum P_L + \sum \Delta P_T.$$

Сумарні втрати активної потужності в лініях можна прийняти 2...3% від потужності всіх навантажень:

$$\sum P_H = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{EC1} + P_{EC2} = 355 \text{ MBm}$$

$$\sum P_L = 0.03 \sum P_H = 10.65 \text{ MBm}$$

Втрати у трансформаторах враховуються лише тих підстанцій, де навантаження задані із боку шин НН. Вона становить 1.2 ÷ 1.5% від потужності навантаження:

$$\sum P_T = 0.015(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_{EC1}) = 2.48 \text{ MBm}$$

Потужність, що споживається на власні потреби оцінюється в 4 ÷ 8% від потужності встановлених генераторів:

$$\sum P_{en} = 0.08(P_{EC1} + P_{EC2}) = 0.08(60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 60) = 23.2 \text{ MBm}$$

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_H + \sum P_L + \sum P_T + \sum P_{en} = 355 + 10.65 + 2.48 + 23.2 = 391.3 \text{ MBm}$$

Сумарна встановлена потужність генераторів перспективної мережі:

$$\sum P_{\Pi} = (P_{EC1} + P_{EC2}) = (60 + 25 + 25 + 3 \cdot 60) = 290 \text{ MBm}$$

В результаті значення обмінної потужності:

$$P_c = \sum P_{\Gamma} - \sum P_{\Pi} = 290 - 391.3 = -101.3 \text{ MBm}$$

Таким чином, енергетичний район, що розглядається, споживає з мережі активну потужність і є дефіцитним.

1.2.2 Баланс реактивних потужностей

Балансу реактивної потужності у системі відповідає рівність:

$$\sum Q_2 + \sum Q_3 \pm Q_{ky} \pm Q_c = \sum Q_n,$$

де $\sum Q_2$ - сумарна реактивна потужність, що виробляється генераторами електростанції при коефіцієнті потужності не нижче за номінальний;

$\sum Q_3$ - потужність, що генерується лініями (зарядна);

Q_{ky} - реактивна потужність компенсуючих пристроїв;

Q_c - величина обмінної реактивної потужності визначається заданим договірним коефіцієнтом потужності сусідньої енергосистеми $tg\varphi_c$.

Споживання реактивної потужності у системі складається з навантажень споживачів $\sum Q_n$, потреб електричних станцій $\sum Q_{en}$, втрат потужності лініях $\sum Q_l$, і трансформаторах $\sum Q_m$:

$$\sum Q_n = \sum Q_h + \sum Q_{en} + \sum Q_l + \sum Q_m +$$

$$\sum Q_h = P_2 tg\phi_2 + P_3 tg\phi_3 + P_4 tg\phi_4 + P_{41} tg\phi_{41} + P_{42} tg\phi_{42} + P_5 tg\phi_5 + P_6 tg\phi_6 + P_7 tg\phi_7 + \\ + P_{EC1} tg\phi_{EC1} + P_{EC2} tg\phi_{EC2} = 190.6 \text{ MVAp}$$

Витрата реактивної потужності на власні потреби оцінюється коефіцієнтом потужності механізмів власних потреб $tg\varphi_{en} = 0.62 \div 0.75$

$$\sum Q_{en} = tg\varphi_{en} \sum P_{en} = 0.75 \cdot 23.2 = 17.4 \text{ MVAp}$$

Втрати реактивної потужності для повітряних ліній орієнтовно можна брати $4 \div 6 \%$ при 110 кВ від модуля повної потужності, що передається по лінії:

$$\sum Q_l = 0.06 \sum Q_h = 0.06 \cdot 190.6 = 11.43 \text{ MVAp}$$

Втрати реактивної потужності у трансформаторах становлять, приблизно, $5 \div 9 \%$ від повної потужності, що проходить через трансформатор.

$$\sum Q_T = 0.09(P_4 tg\phi_4 + P_{41} tg\phi_{41} + P_{42} tg\phi_{42} + P_6 tg\phi_6 + P_7 tg\phi_7 + \\ + P_{EC1} tg\phi_{EC1} + P_{EC2} tg\phi_{EC2}) = 8.16 \text{ MVAp}$$

$$\sum Q_n = \sum Q_h + \sum Q_{en} + \sum Q_l + \sum Q_m = 190.6 + 17.4 + 11.43 + 8.16 = 227.6 \text{ MVAp}$$

$$\sum Q_r = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i = 2 \cdot 25 \cdot 0.75 + 4 \cdot 60 \cdot 0.75 = 217.5 \text{ МВАр}$$

Реактивну потужність, що генерується повітряними лініями Q_3 , приблизно можна брати: для одноколових ліній 110 кВ – $30 \text{ кВАр} / \text{км}$.

$$\sum Q_3 = Q_0 \cdot L_\Sigma = 18.15 \text{ МВАр}$$

Зіставляючи сумарну реактивну споживану потужність що надходить від джерел, можна визначити за умовою балансу необхідну потужність додаткових компенсуючих пристроїв для мережного району, а потім рознести її по вузлах споживання.

Зауважимо, що деякий резерв реактивної потужності для виконання умов балансу в мережному районі, що проєктується, може бути забезпечений за рахунок обмінної реактивної потужності сусідньої енергосистеми (п/ст I). Розмір цієї потужності визначається заданим коефіцієнтом потужності системи $Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_c$, який дорівнює $\operatorname{tg} \varphi_c = 0 \div 0.35$:

$$Q_c = -101.3 \cdot 0.35 = -35.5 \text{ МВАр}$$

Тоді потужність додаткових компенсуючих пристроїв дорівнюватиме:

$$Q_{\text{кв}} = \sum Q_n - \sum Q_r - \sum Q_3 \pm Q_c = 227.6 - 217.5 - 18.15 - 35.5 = -43.56 \text{ МВАр}$$

Таким чином, у мережевому районі спостерігається надлишок реактивної потужності. Для забезпечення балансу потужність компенсуючих пристроїв, що працюють у режимі споживання реактивної потужності, становить 43.56 МВАр . Як компенсуючий пристрій приймаємо статичні тиристорні компенсатори (СТК). СТК є конструкцією, що складається з батареї конденсаторів, реактора, випрямного блоку і системи управління. Схема складається з нерегульованої ємності БК та регульованої тиристорно-реакторної групи. Потужність, що надходить у мережу, змінюється залежно від співвідношення потужностей БК та реактора.

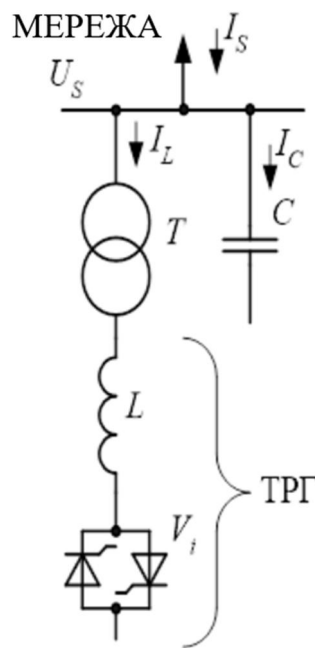


Рисунок 1.2 – Структурна схема СТК

1.3 Аналіз мережі 35 кВ аналізованої енергосистеми

Мережа 35 кВ кільцева (мережа місцевого значення), джерелом живлення є шини 35 кВ п/ст.

Знайдемо параметри схеми заміщення для ліній мережі 35 кВ та зведемо до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Параметри мережі 35 кВ

№ лінії	Вихідні дані				Параметри мережі	
	Марка кабелю	Довжина, км	r_0 Ом / км	x_0 Ом / км	$R_{\text{л}}$ Ом / км	$X_{\text{л}}$ Ом / км
п/с4–п/с 41	АС–70/11	15	0.422	0.432	6.33	6.48
п/с 41– п/с 42	АС–50/8	5	0.603	0.427	3.015	2.135
п/с 42– п/с 4	АС–50/8	10	0.603	0.427	6.03	4.27

Реконструкція у вказаній мережі необхідна, якщо найбільші струми ліній ($I_{\text{нб}}$) перевищать допустимі для заданих перерізів ($I_{\text{доп}}$) або найбільша втрата напруги ($\Delta U_{\text{нб}}$) перевищить допустиму величину ($\Delta U_{\text{доп}}$). Допустимі втрати

напруги до кінцевих пунктів мережі визначають за нормованими ДСТУ EN 50160:2023 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» відхиленням напруги на електроприймачах.

Розглянемо відключення лінії між підстанцією 4 та підстанцією 41. Розглянемо розподіл потоків потужності в лініях 4-42 та 42-41 у даному режимі.

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{41}^2 + Q_{41}^2}{U_{ном}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{6^2 + 3.06^2}{35^2} (3.015 + j2.135) = 0.112 + j0.079 \text{ МВА}$$

$$S_{42-41H} = S_{41} + \Delta S_{41-42} = 6 + j3.06 + 0.112 + j0.079 = 6.112 + j3.139 \text{ МВА}$$

$$I_{42-41} = \frac{|S_{42-41H}|}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{|6.112 + j3.139|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 113.3 \text{ А}$$

Знайдемо потужність і струм, що протікають у лінії між п/с 4 та 42.

$$S_{42-4K} = S_{42-41H} + S_{42} = 6.112 + j3.139 + 5 + j2.7 = 11.112 + j5.839 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{42-4K}^2 + Q_{42-4K}^2}{U_{ном}^2} (r_{4-42} + jx_{4-42}) = \frac{11.112^2 + 5.839^2}{35^2} (6.03 + j4.27) = 0.776 + j0.549 \text{ МВА}$$

$$S_{4-42H} = S_{4-42K} + \Delta S_{4-42} = 11.112 + j5.839 + 0.776 + j0.549 = 11.89 + j6.388 \text{ МВА}$$

$$I_{4-42H} = \frac{|S_{4-42H}|}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{|11.89 + j6.388|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 222.6 \text{ А}$$

Аналогічно розрахуємо струми у гілках при відключенні інших ліній та зведемо отримані дані у таблицю 1.4.

Таблиця 1.4 – Значення струмів у післяаварійних режимах

№ ЛЕП	п/с4– п/с 41	п/с 41– п/с 42	п/с 42– п/с 4
№ вимк.лін $\underline{S}$	$P_1 + jQ_1, \text{МВ} \cdot \text{А}.$	$P_2 + jQ_2, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$P_3 + jQ_3, \text{МВ} \cdot \text{А}$
п/с4– п/с 41	————	6.234+j3.3	11.89 j6.645
п/с 41– п/с 42	6.112+j3.139	————	5.079 + j2.756
п/с 42– п/с 4	11.89+j6.388	5.159+j2.813	————
$I_{нб.нав}, \text{А}$	222.6	116.4	224.7
F	АС–70/11	АС–50/8	АС–50/8
$I_{доо}, \text{А}$	265	210	210

Допустимий тривалий струм для АС-50/8 становить 210 А, для дроту АС-70/11 - 265 А. Таким чином, лінії між підстанціями 4-42 не підходять по умові нагріву тому вони потребують реконструкції.

Знайдемо струм, що протікає через лінію в нормальному режимі. Для цього вирішимо кільцеву мережу.

Потужність, що протікає по лінії між підстанціями 4 та 41 у нормальному режимі

$$\begin{aligned} S_{4-41} &= \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = \\ &= \frac{(6 + j3.06)(3.015 - j2.135 + 6.03 - j4.27) + (5 + j2.7)(6.03 - j4.27)}{3.015 - j2.135 + 6.03 - j4.27 + 6.33 - j6.48} = \\ &= 4.921 + j3.095 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Потужність, що протікає по лінії між підстанціями 4 та 42 у нормальному режимі:

$$\begin{aligned} S_{4-42} &= \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = \\ &= \frac{(5 + j2.7)(3.015 - j2.135 + 6.33 - j6.48) + (6 + j3.06)(6.33 - j6.48)}{3.015 - j2.135 + 6.03 - j4.27 + 6.33 - j6.48} = \\ &= 6.079 + j2.665 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned} S_{4-41} + S_{4-42} - S_{41} - S_{42} &= 0 \\ 4.921 + j3.095 + 6.079 + j2.665 - 6 - j3.06 - 5 - j2.7 &= 0 \end{aligned}$$

Далі знайдемо струм, що протікає по лінії 4-42 у нормальному режимі:

$$I_{4-42H} = \frac{|S_{4-42}|}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{|6.079 + j2.665|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 109.5 \text{ А}$$

Знайдемо перетин ліній, що проєктуються:

$$F = \frac{I_H}{j_{ек}}$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму. При числі годин використання максимуму навантаження понад 5000 для алюмінієвих проводів $j_{ек} = 1 \text{ А} / \text{мм}^2$.

Таким чином:

$$F_{4-42} = \frac{I_{4-42H}}{j_{ек}} = \frac{109.5}{1} = 109.5 \text{ мм}^2$$

Виходячи з проведеного вище розрахунку, приймаємо рішення про заміну кабелів на АС-120/19. Відповідно до [1] для АС-120/19 $I_{доd} = 390 \text{ А}$. Таким чином, вибрані дроти проходять перевірку на нагрівання в аварійному режимі.

Далі перевіримо мережу дотримання величини падіння напруги.

Потужність, що протікає по лінії між підстанціями 4-41:

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = 4.426 + j1.815 \text{ МВА}$$

Потужність, що протікає по лінії між підстанціями 4 та 42:

$$S_{4-41} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = 6.574 + j4 \text{ МВА}$$

Вузол 41 є точкою потокоподілу.

Визначимо потужність, що протікає по лінії між п/с 42 і п/с 41:

$$S_{42-41} = S_{4-42} - S_{42} = 6.574 + j4 - 5 - j2.7 = 1.574 + j1.245 \text{ МВА}$$

Найбільшу втрату напруги в мережі визначимо як суму втрат напруги на ділянках між джерелами живлення та точкою потокоподілу:

$$\Delta U_{нб} = U_{4''-42} + \Delta U_{42-41} = \Delta U_{4'-41}$$

При цьому для будь-якої ділянки:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{ном}}$$

де P_i, Q_i, r_i, x_i – потоки активної та реактивної потужності на ділянці мережі та його опору відповідно.

Визначимо падіння напруги між п/с 4 та п/с 42, а також між п/с 42 та п/с 41:

$$\Delta U_{4''-42} = \frac{P_{4-42}r_{4-42} + Q_{4-42}x_{4-42}}{U_{ном}} = \frac{6.574 \cdot 2.44 + 4 \cdot 4.14}{35} = 925 \text{ В}$$

$$\Delta U_{42-41} = \frac{P_{42-41}r_{42-41} + Q_{42-41}x_{42-41}}{U_{ном}} = \frac{1.574 \cdot 3.015 + 1.245 \cdot 2.135}{35} = 211.5 \text{ В}$$

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{4''-42} + \Delta U_{42-41} = 925 + 211.5 = 1.136 \text{ кВ}$$

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{нб}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{1.136}{35} \cdot 100\% = 3.2\%$$

Допустимі втрати напруги за нормованими відхиленнями напруги на приймачах $\Delta U_{доо} = 5\%$. Оскільки допустиме падіння напруга не перевищує 5%, то мережа проходить перевірку.

Визначимо потужність, що приведена до п/с 4. Для цього розглянемо дві розрахункові схеми мережі 35 кВ, яка розділена по точці потоку.

Розрахуємо потік потужності між 4' і 41:

$$\Delta S_{4-41} = \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{ном}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}) = \frac{4.429^2 + 1.815^2}{35^2} (6.33 + j6.48) = 0.12 + j0.12 \text{ МВА}$$

$$S_{4-41H} = S_{4-41} + \Delta S_{4-41} = 4.426 + j1.185 + 0.12 + j0.12 = 4.544 + j1.936 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потік потужності між 4'' і 41:

$$\begin{aligned} \Delta S_{41-42} &= \frac{P_{41-42}^2 + Q_{41-42}^2}{U_{ном}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{1.574^2 + 1.245^2}{35^2} (3.015 + j2.135) = \\ &= 0.01 + j0.007 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$S_{42-41H} = S_{42-41K} + \Delta S_{42-41} = 1.584 + j1.252 \text{ МВА}$$

$$S_{4-42K} = S_{42-41K} + S_{42} = 6.584 + j3.952 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{4-42} &= \frac{P_{4-42K}^2 + Q_{4-42K}^2}{U_{ном}^2} (r_{4-42K} + jx_{4-42K}) = \frac{6.584^2 + 3.952^2}{35^2} (2.44 + j4.14) = \\ &= 0.118 + j0.2 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$S_{4-42H} = S_{4-42K} + \Delta S_{4-42} = 6.584 + j3.952 + 0.118 + j0.2 = 6.701 + j4.152 \text{ МВА}$$

Таким чином, приведена до шин 35 кВ потужність:

$$S_{4/35} = S_{4-41H} + \Delta S_{4-42H} = 4.544 + j1.936 + 6.701 + j4.152 = 11.25 + j6.087 \text{ МВА}$$

1.4 Аналіз роботи трансформаторів

Необхідність у реконструкції підстанцій виникає за перспективного зростання трансформованих потужностей, коли коефіцієнти навантаження та

аварійного навантаження трансформаторів перевищать допустимі значення, встановлені за ГОСТ 14209-97.

Так як в аналізованому мережевому районі споживачі в основному II-й категорії надійності, то слід забезпечити їх електропостачання у всіх можливі післяаварійні ситуації на підстанціях.

Для знижувальних підстанцій (п/ст 4) ця умова виконується, якщо

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{відк})S_T} \leq k_{ав}$$

Тут n_m, S_T - кількість та одинична потужність трансформаторів, встановлених на підстанції;

$n_{відк}$ - кількість відключених трансформаторів.

$k_{ав}$ - коефіцієнт аварійного завантаження, що дорівнює 1,4.

$S_{ав}$ визначається за найбільшим навантаженням з урахуванням можливого резервування по мережі низької напруги $\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{н рез}$.

Найбільше навантаження у нормальному режимі $\underline{S}_{нб} = k_m \underline{S}_{н(max)}$, де k_m - коефіцієнт поєднання максимуму. При проектуванні можна прийняти $k_m = 1, \underline{S}_{н рез} = 0$.

Розглянемо підстанцію №4. Сумарна потужність, що протікає через обмотку вищої напруги трансформаторів цієї підстанції у максимальному режимі:

$$S_{max4} = S_4 + S_{4/35} = 20 + j9.6 + 11.25 + j6.087 = 31.25 + j15.69 \text{ МВА}$$

На підстанції №4 встановлено трансформатори ТМТН-6,3/110 із встановленою потужністю 6,3 МВА. Завантаження трансформатора в аварійному режимі:

$$k_{ав} = \frac{S_{max4}}{(n_m - n_{відк}) \cdot S_T} = \frac{\sqrt{31.25^2 + 15.69^2}}{(2 - 1) \cdot 6.3} = 5.5$$

Оскільки отриманий коефіцієнт аварійного завантаження більше 1,4, отже, необхідна заміна трансформаторів. Знайдемо потужність трансформаторів, які

необхідно встановити:

$$S_T \geq \frac{S_{\max 4}}{n_m \cdot k_3} = \frac{\sqrt{31.25^2 + 15.69^2}}{2 \cdot 0.7} = 26 \text{ МВА}$$

Для встановлення на підстанції №4 вибираємо два трансформатори ТДТН-40000/110. Параметри вибраних трансформаторів наведено у таблиці 1.4. Таблиця 1.4 – Параметри ТДТН-40000/110 [1]

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ			u_k , %		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН40000/110	40	115	38.5	11	10.5	17	6

продовження таблиці 7

Тип	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R_T , Ом			X_T , Ом			Q_x , кВАр
	кВт	кВт	%	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН40000/110	200	43	0.6	0.8			35.5	0	22.3	240

Знайдемо приведену до шин 110 кВ підстанції №4 потужність з урахуванням втрат у трансформаторі:

$$\Delta S_{CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{\text{мсн}} + jx_{\text{мсн}}) = \frac{11.25^2 + 6.087^2}{115^2} \cdot (0.4 + j0) = 0.005 \text{ МВА};$$

$$S_{CH} = S_{35} + \Delta S_{CH} = 11.25 + j6.087 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{\text{тнн}} + jx_{\text{тнн}}) = \frac{20^2 + 9.6^2}{115^2} \cdot (0.4 + j11.15) = 0.015 + j0.415 \text{ МВА};$$

$$S_{HH} = S_{HH} + \Delta S_{HH} = 20 + j9.6 + 0.015 + j0.415 = 20.01 + j10.01 \text{ МВА};$$

$$S_{BH} = S_{CH} + \Delta S_{HH} = 11.25 + j6.087 + 20.01 + j10.01 = 31.27 + j16.1 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{\text{твн}} + jx_{\text{твн}}) + \Delta S_{xx} = \frac{31.27^2 + 16.1^2}{115^2} \cdot (0.4 + j17.75) + 0.086 + j0.48 = 0.123 + j2.14 \text{ МВА}$$

$$S_4 = S_{BH} + \Delta S_{BH} = 31.27 + j16.1 + 0.123 + j2.14 = 31.39 + j18.24 \text{ МВА}.$$

Далі розглянемо трансформатори ЕС-1.

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, трансформатори зв'язку повинні забезпечити видачу надлишкової потужності

енергосистему в нормальному режимі під час роботи всіх генераторів, а також резервувати електропостачання навантажень 10 кВ при плановому чи аварійному відключення одного з генераторів.

Розрахуємо потужність, що передається через трансформатор ТДН – 10/110 трьох режимах роботи:

а) режим мінімальних навантажень споживачів 10 кВ:

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_G - P_{H(\min)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_G - Q_{H(\min)} - Q_{CH})^2},$$

де $\sum P_G, \sum Q_G$, активна та реактивна потужність генераторів, що працюють на збірні шини;

$P_{H(\min)}, Q_{H(\min)}$ – активне та реактивне навантаження у мінімальному режимі;

P_{CH}, Q_{CH} – активна та реактивна потужність власних потреб.

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_G - P_{H(\min)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_G - Q_{H(\min)} - Q_{CH})^2} = \\ \sqrt{(50 - 0.7 \cdot 44 - 0.04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0.75 - 0.7 \cdot 44 \cdot 0.45 - 0.685 \cdot 0.04 \cdot 50)^2} = 24.7 \text{ MBm}$$

б) режим максимальних навантажень споживачів 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_G - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_G - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2}$$

де $P_{H(\max)}, Q_{H(\max)}$ – активне та реактивне навантаження у максимальному режимі;

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_G - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_G - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2} = \\ \sqrt{(50 - 44 - 0.04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0.75 - 44 \cdot 0.45 - 0.685 \cdot 0.04 \cdot 50)^2} = 14.31 \text{ MBm}$$

в) післяаварійний режим при відключенні одного з генераторів та максимальному навантаженні споживачів:

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_G - P_{G(\max)} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_G - Q_{G(\max)} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2}$$

де $P_{G(\max)}, Q_{G(\max)}$ – складові потужності найпотужнішого генератора, що відключився.

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_G - P_{G(\max)} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_G - Q_{G(\max)} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2} = \\ \sqrt{(50 - 25 - 44 - 0.04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0.75 - 25 - 44 \cdot 0.45 - 0.685 \cdot 0.04 \cdot 50)^2} = 21.7 \text{ MBm}$$

Найбільша потужність спостерігається у мінімальному режимі.

Завантаження трансформатора:

$$k_{ав} = \frac{S_3}{S_T} = \frac{24.7}{10} = 2.47$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварійному режимі перевантажений у 2,5 рази, а трансформатор, який з'єднаний з генератором за блочною схемою, повинен пропускати всю потужність, що виробляється генератором, що можливо при $S_T \geq S_G$.

Виходячи з наведеного вище розрахунку, до встановлення приймаємо ТДН-40000/100, параметри якого наведені у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Параметри ТДН-40000/110

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		u_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R_T Ом	X_T Ом	ΔQ_x кВАр
		ВН	НН							
ТДТН-40000/110	40	115	10.5	10.5	160	50	0.65	1.46	38.4	260

Розглянемо трансформатор ТДЦ – 80/110, що працює у блоці з генератором 60 МВт.

$$S_T = 80 \text{ МВ} \cdot A, \quad S_G = \frac{P_G}{\cos \varphi_G} = \frac{60}{0.8} = 75 \text{ МВ} \cdot A$$

$S_T \geq S_G \Rightarrow$ трансформатор не потребує реконструкції.

1.5 Висновки до розділу 1

В даному розділі виконано аналіз режимів існуючої мережі 110 кВ та аналіз вихідних даних роботи. Проведено аналіз балансу активних та реактивних потужностей, аналіз мережі 35 кВ аналізованої енергосистеми.

Також здійснено аналіз роботи трансформаторів, які пропонується для встановлення.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вибір номінальної напруги для проєктування мережі

Номінальна напруга залежить від потужності, що передається по лінії і її довжини. Попередній вибір напруги можна провести, орієнтуючись на економічно доцільні області застосування різних напруг [1] або за формулою Іларіонова:

$$U_{ек} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}},$$

де L – довжина лінії, км;

P – потужність, що передається на одне коло, МВт.

З урахуванням навантаження, у вигляді споживачів, підключених до сторони ВН РП ЕС-2, а також потужності власних потреб, потужність, що передається від ЕС-2 у мережу:

$$P_{ЕС-2} = \sum P_{Г,ЕС-2} - \sum P_{CH} - P_{H,ЕС-2} = (60 \cdot 3) - 0.06 \cdot (60 \cdot 3) - 75 = 94.2 \text{ МВт}$$

Таким чином, при підключенні ЕС-2 до підстанції №5:

$$U_{ек} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{94.2 / 2}}} = 123.5 \text{ кВ}$$

та до підстанції №3:

$$U_{ек} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{70} + \frac{2500}{94.2 / 2}}} = 129 \text{ кВ}$$

Враховуючи той факт, що найближчою номінальною напругою до отриманого значення є 110 кВ, а також, що існуюча мережа вже має напругу 110 кВ і при будівництві РП ВН ЕС-2 на дану напругу не потрібно використовувати трансформатори зв'язку, було прийнято рішення про будівництві РП ВН ЕС-2 на номінальну напругу 110 кВ.

2.2 Вибір схеми електростанції ЕС-2

Структурна електрична схема електростанції залежить від складу устаткування: від кількості генераторів, трансформаторів, і навіть від розподілу генераторів та навантаження між РП різної номінальної напруги та наявності зв'язку між ними.

Відсутність потужних споживачів за низької напруги електростанції дозволяє відмовитися від будівництва головного розподільчого пристрою (ГРП). Електрична схема КЕС на генераторній напрузі будується за блочним принципом з живленням власних потреб блоку від мережі генераторної напруги. Паралельна робота блоків здійснюється через РП підвищеної напруги. Всі генератори з'єднуються з підвищувальними трансформаторами, які в свою чергу приєднані до загальної збірної шини за допомогою вимикачів та роз'єднувачів, так як це показано на малюнку 3. Вибрана схема забезпечує надійне електропостачання, простоту ремонту та обслуговування, а також перспективне розширення електростанції.

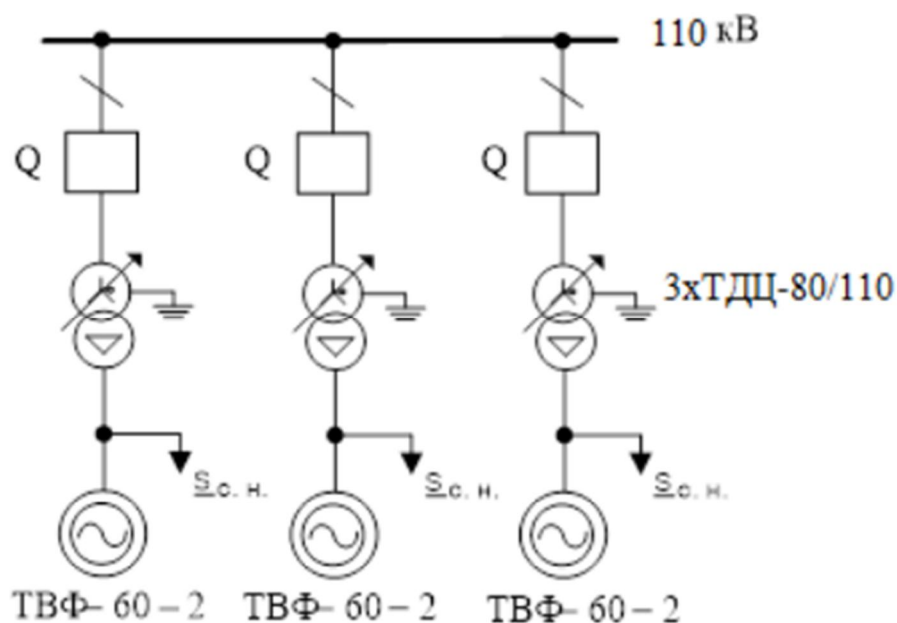


Рисунок 2.1 – Структурна електрична схема ЕС-2

2.3 Вибір кількості та потужності трансформаторів

На електростанції встановлені потужні генератори $2 \times ТВФ - 60 - 2$ та один $ТВФ - 110 - 2$. Генератори з номінальною напругою 10,5 кВ, тому споживачів власних потреб живимо від мережі генераторної напруги.

Виберемо число та потужність трансформаторів на ЕС – 2.

1) Для генераторів потужністю 60 МВт

$$S_T = \sqrt{(P_G - P_{CH})^2 + (Q_G - Q_{CH})^2} = \sqrt{(60 - 0.06 \cdot 60)^2 + (60 \cdot 0.75 - 0.06 \cdot 60 \cdot 0.75)^2} = 70.5 \text{ МВА}$$

До встановлення приймаємо трансформатор ТДЦ-80000/110. Параметри цього трансформатора наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри трансформатора ТДЦ-80000/110

Тип	$S_{ном}$	$U_{ном}, \text{кВ}$		u_k	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R_T	X_T	ΔQ_x
	МВА	ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
ТДЦ-80000/110	80	121	10.5	10.5	310	70	0.6	0.71	19.2	480

Висновки: До встановлення на електростанції ЕС-2 приймаємо генератори $3 \times ТВФ - 60 - 2$, а також трансформатори $2 \times ТДЦ - 80000 / 110$.

2.4 Вибір трансформаторів

Розглянемо процес вибору трансформаторів на підстанціях №6 та №7, споживачі яких належать до I та II категорії надійності електропостачання споживачів.

За умовами завантаження трансформатора в нормальному режимі:

$$\frac{S_6}{n_T k_s} = \frac{\sqrt{60^2 + (60 \cdot 0.67)^2}}{2 \cdot 0.7} = 43.6 \text{ МВА}$$

Виходячи з наведеного вище розрахунку, приймаємо рішення щодо встановлення на підстанції №6 двох трансформаторів ТРДН-63000/110. У таблиці 10 наведено параметри трансформатора ТРДН-63000/110.

Таблиця 2.2 – Параметри ТРДН-63000/110

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		u_k	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R_T	X_T	ΔQ_x
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
ТРДН-63000/110	63	121	10.5	10.5	160	50	0.65	1.46	38.4	260

Далі виберемо трансформатори на підстанції №7.

$$S_{T7} \geq \frac{S_7}{n_T k_3} = \frac{\sqrt{30^2 + 15.3^2}}{2 \cdot 0.7} = 24.1 \text{ МВА}$$

Приймаємо рішення про встановлення двох трансформаторів ТРДН-25000/110.

У таблиці 2.3 наведено параметри трансформатора ТРДН-25000/110.

Таблиця 2.3 – Параметри ТРДН-25000/110

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		u_k	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R_T	X_T	ΔQ_x
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
ТРДН-25000/110	25	115	11	10.5	89	19	0.7	4.38	86.7	112

2.5 Вибір конфігурації схеми мережі

Вибір схеми електричної мережі полягає у визначенні:

- 1) схеми видачі потужності від існуючих (нових) електростанцій;
- 2) пунктів розміщення нових п/с, зв'язків між ними та схем приєднання п/с до існуючих та новозбудованих мереж;
- 3) обсягу реконструкції існуючих ліній та п/с, що досягли фізичного чи морального зносу;
- 4) кількості та потужності трансформаторів на п/с;
- 5) попередніх схем електричних з'єднань електростанцій та п/с;

При проектуванні схем електричних мереж має забезпечуватись економічність їх розвитку та функціонування з урахуванням раціонального поєднання елементів мережі з діючими, що споруджуються. Необхідно намітити кілька варіантів конфігурації схеми мережі, які представлені на малюнках з 9 по

15, і надалі вони будуть зіставлені один одному.

Вибір оптимального варіанта розвитку електричної мережі є найбільш важливим і найбільш специфічним завданням.

Для спрощення моделювання електричної мережі наведемо всі потужності генераторів і навантажень до шин вищої напруги.

Електростанція ЕС-1

Потужність, що надходить через трансформатор ТДН-40000/110:

$$S_{HH1} = (\sum P_{\Gamma} - P_{H(\max)} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\max)} - Q_{CH}) = \\ = (50 - 44 - 0.04 \cdot 50) + j(50 \cdot 0.75 - 44 \cdot 0.45 - 0.685 \cdot 0.04 \cdot 50) = 4 + j16.33 \text{ МВА}$$

Втрати в трансформаторі ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \frac{4^2 + 16.33^2}{115^2} \cdot (1.46 + j38.4) + 0.05 + j0.260 = \\ = 0.081 + j1.081 \text{ МВА}$$

Потужність, що надходить через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH2} = (\sum P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{CH}) = \\ = (60 - 0.06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0.75 - 0.685 \cdot 0.06 \cdot 60) = 56.4 + j42.534 \text{ МВА}$$

Втрати в трансформаторі ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \frac{56.4^2 + 42.534^2}{115^2} \cdot (0.71 + j19.2) + 0.07 + j0.4 \\ = 0.338 + j7.725 \text{ МВА}$$

Потужність, на шині 110 кВ ЕС-1:

$$S_{EC-1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2} = 60 + j50.1 \text{ МВА}$$

Знайдена вище потужність надходить у мережу.

Електростанція ЕС-2

Потужність, що надходить через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH1} = (\sum P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{CH}) = \\ = (60 - 0.06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0.75 - 0.685 \cdot 0.06 \cdot 60) = 56.4 + j42.534 \text{ МВА}$$

Втрати у трансформаторі ТДЦ-80000/110

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \frac{56.4^2 + 42.534^2}{115^2} \cdot (0.71 + j19.2) + 0.07 + j0.48 = 0.338 + j7.725 \text{ МВА}$$

Потужність ЕС-2, приведена до шин ВН з урахуванням навантаження:

$$S_{EC-2} = 3S_{HH1} - 3\Delta S_{T1} - S_H = 93.2 + j66.2 \text{ МВА}$$

Підстанція №6

Втрати в трансформаторі ТРДН-63000/110:

$$\Delta S_{T6} = \frac{P_{HH6}^2 + Q_{HH6}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \frac{60^2 + 40.2^2}{115^2} \cdot (1.46 / 2 + j38.4 / 2) + 0.05 \cdot 2 + j0.26 \cdot 2 = 0.299 + j5.746 \text{ МВА}$$

$$S_6 = \Delta S_{T6} + S_{H6} = 0.299 + j5.746 + 60 + j40.2 = 60.3 + j46 \text{ МВА}$$

Підстанція №7

Втрати в трансформаторі ТРДН-25000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{HH7}^2 + Q_{HH7}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \frac{30^2 + 15.3^2}{115^2} \cdot (4.38 / 2 + j86.7 / 2) + 0.019 \cdot 2 + j0.112 \cdot 2 = 0.187 + j3.174 \text{ МВА}$$

$$S_7 = \Delta S_{T7} + S_{H7} = 0.187 + j3.174 + 30 + j15.3 = 30.2 + j18.5 \text{ МВА}$$

На рис. 2.2 представлено карта режиму першого варіанта розвитку мережі.

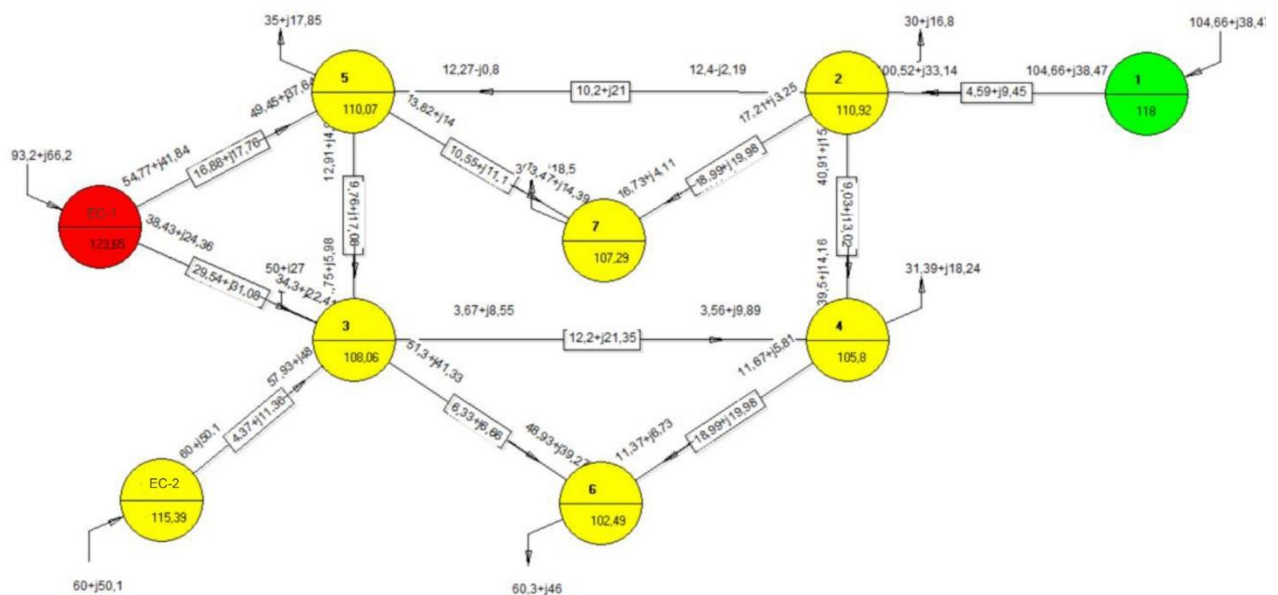


Рисунок 2.2 – Карта режиму першого варіант розвитку мережі

Як видно з рис. 2.2 у цьому режимі напруга на вузлі ЕС-2 перевищує допустимі значення. За допомогою ПК визначимо значення СТК, необхідне для підтримки напруги ЕС-2 в допустимих межах. СТК встановлюється на ЕС-2.

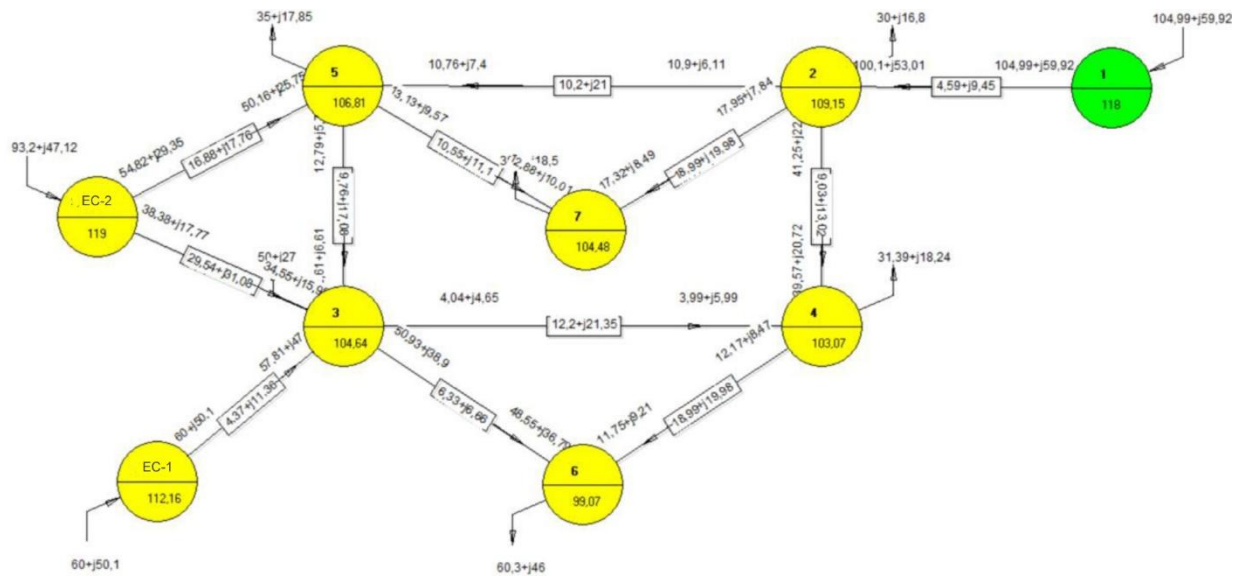


Рисунок 2.3 – Карта першого варіанта після зміни реактивної потужності

Таким чином, для підтримки напруги в допустимих межах потужність СТК повинна становити $66.2 - 47.12 = 19.08$ в режимі споживання.

Сумарні втрати активної потужності у мережі: 21.295 МВт.

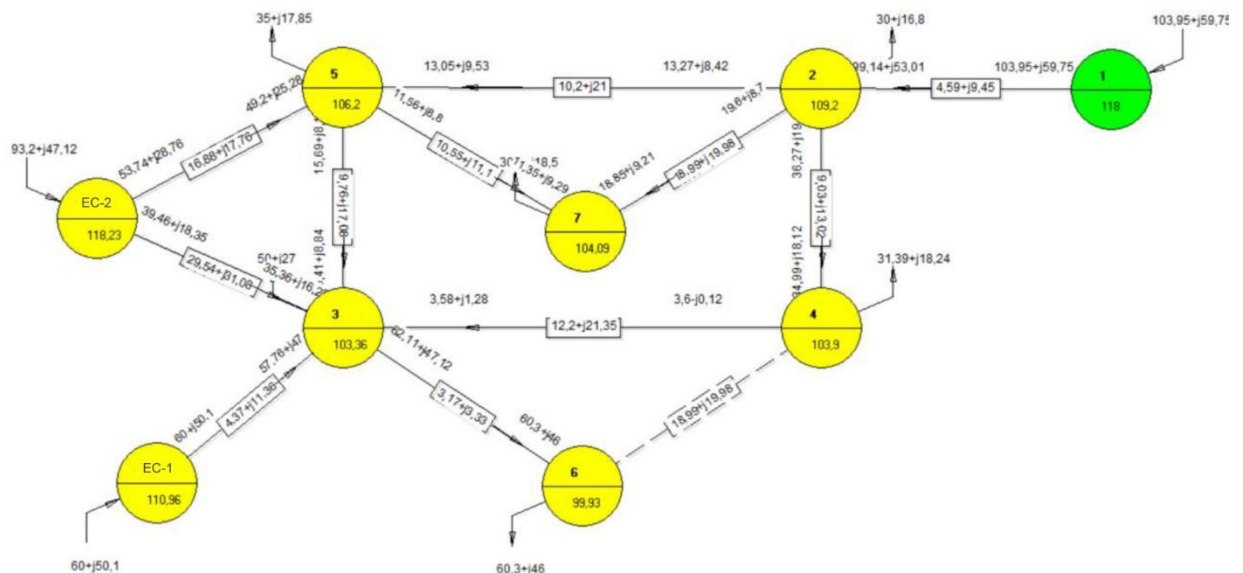


Рисунок 2.4 – Карта режиму другого варіант розвитку мережі

Сумарні втрати активної потужності у мережі: 20.262 МВт.

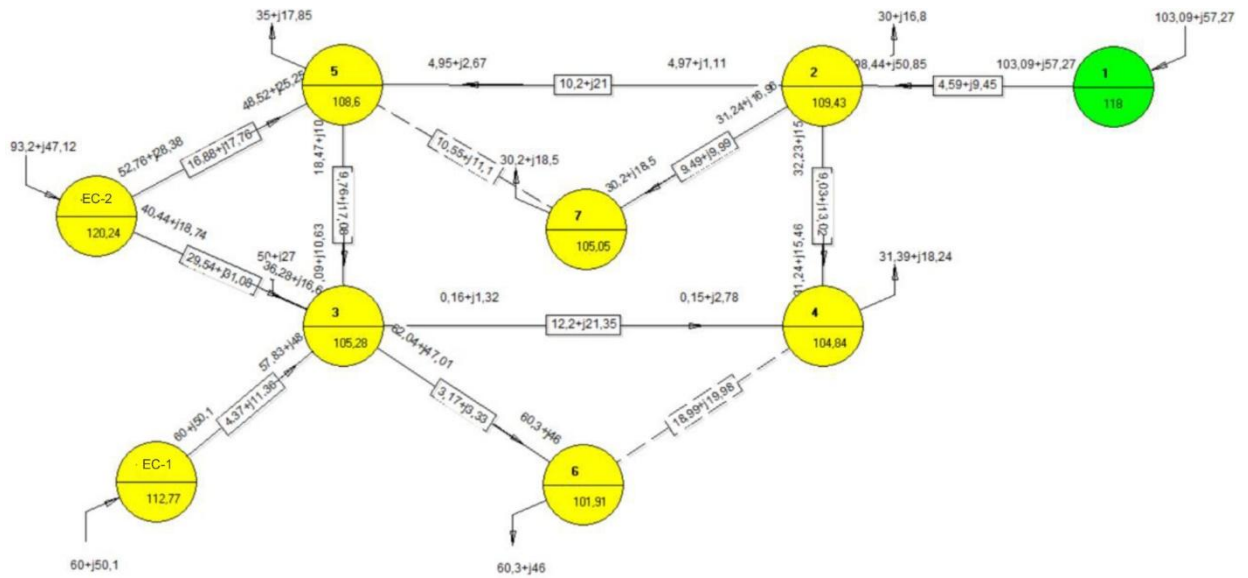


Рисунок 2.6 – Карта режиму третього варіанта розвитку мережі

Сумарні втрати активної потужності у мережі: 19.4 МВт.

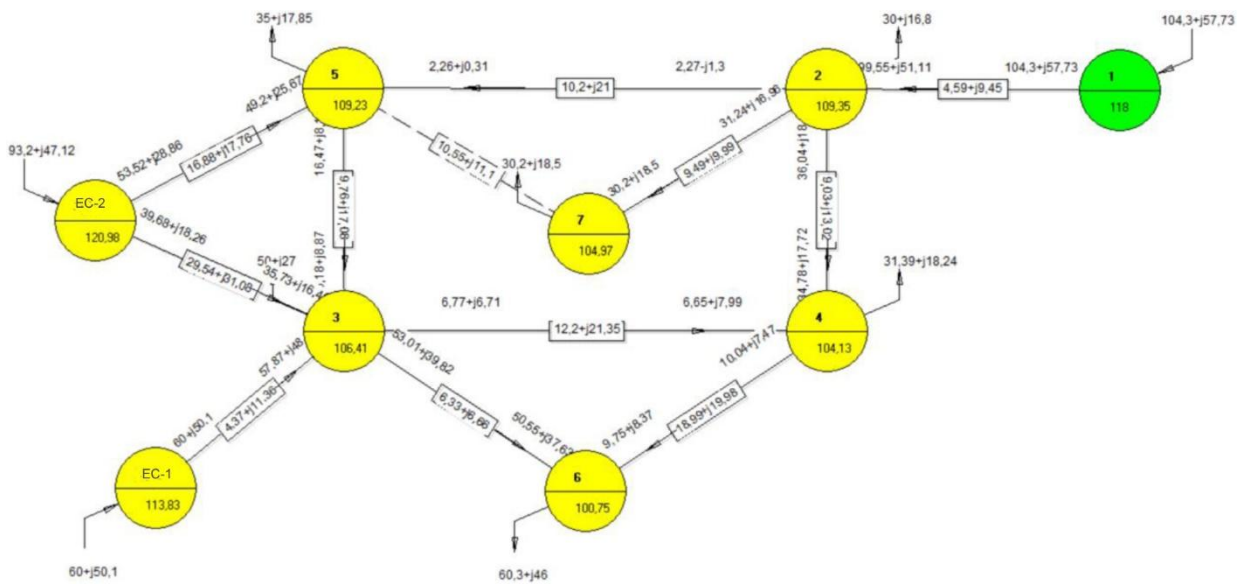


Рисунок 2.7 – Карта режиму четвертого варіанта розвитку мережі

Сумарні втрати активної потужності у мережі: 20.606 МВт.

2.6 Вибір перерізів повітряних ЛЕП

Робочий струм нормального режиму роботи для повітряних ліній визначається за такою формулою:

$$I_{\text{РОБ.НОРМ.ПЛ}} = \frac{S_{\text{ПЛ}}}{\sqrt{3} N_{\text{ПЛ}} U_{\text{НОМ.ПЛ}}}$$

Визначимо струм нормального режиму для ЛЕП між ПС2–ПС6 для другого варіанту розвитку мережі:

$$I_{\text{РОБ.НОРМ.ПЛ}} = \frac{S_{\text{ПЛ}}}{\sqrt{3} N_{\text{ПЛ}} U_{\text{НОМ.ПЛ}}} = \frac{62.11 + j47.12}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 218.4 \text{ А}$$

По ПУЕ економічна щільність струму для неізолюваних алюмінієвих дротів становить $1 \text{ А} / \text{мм}^2$, отже:

$$F = \frac{I_{\text{РОБ.НОРМ.ПЛ}}}{J_{\text{ЕК}}} = \frac{218.4}{1} = 218.4 \text{ А} / \text{мм}^2$$

Таким чином, приймаємо марку проводів ЛЕП $2 \times \text{АС} - 240 / 32$ з довготривалим струмом 610 А. Проведемо перевірку проводів з нагрівання:

$$I_{\text{РОБ.АВ.ПЛ}} = \frac{S_{\text{ПЛ}}}{\sqrt{3} (N_{\text{ПЛ}} - 1) U_{\text{НОМ.ПЛ}}} = \frac{62.11 + j47.12}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 436.8 \text{ А}$$

Струм, що протікає по проводах в аварійному режимі, не перевищує тривало-допустимого значення струму, отже, марка проводів живлення обрано правильно.

За умовами корони та радіоперешкод мінімальний переріз ПЛ 110 кВ – 70 мм^2 . Отже, обрана марка проводів проходить перевірки за допустимим струмом та за умовами корони.

Аналогічно виберемо марки проводів для нових ЛЕП, результати зведемо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір перерізів нових ЛЕП

Найменування	$K - сть$	$S_{\text{лін}}, \text{МВА}$	$I_{\text{лін}}, \text{А} / I_{\text{ав}}, \text{А}$	Марка дроту	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
Варіант 2					
ЕС2 – ПС5	1	$53,74 + j28,76$	299,3 / 299,3	$2 \times AC - 185 / 29$	510
ЕС2 – ПС3	1	$39,46 + j18,35$	215,7 / 215,7	$2 \times AC - 185 / 29$	510
ПС5 – ПС7	1	$11,56 + j8,8$	80,2 / 80,2	$AC - 95 / 16$	330
ПС7 – ПС2	1	$19,6 + j8,7$	114,9 / 114,9	$AC - 120 / 19$	390
ПС3 – ПС6	2	$62,11 + j47,12$	218,4 / 436,8	$2 \times AC - 240 / 32$	610
Варіант 3					
ЕС2 – ПС5	1	$52,76 + j28,38$	289,3 / 289,3	$2 \times AC - 185 / 29$	510
ЕС2 – ПС3	1	$40,44 + j18,74$	216,7 / 216,7	$2 \times AC - 185 / 29$	510
ПС2 – ПС7	2	$31,24 + j17$	95,55 / 191,1	$2 \times AC - 95 / 16$	330
ПС6 – ПС3	2	$62,04 + j47,01$	214,5 / 429	$2 \times AC - 240 / 32$	610

Висновок: Усі вибрані ЛЕП проходять за умовою корони, оскільки вибрані перерізи перевищують 70 мм^2 , а також по перевірці за тривалим допустимим струмом.

Для подальших розрахунків вибираємо другий варіант розвитку електричної мережі.

2.7 розрахунок основних режимів мережі

Завдання розрахунку режиму мережі полягає у визначенні її параметрів з метою визначення умов, у яких працює обладнання мережі та споживачі. У аналізованій енергосистемі визначальним чинником вважатимемо навантаження споживачів.

2.7.1 Режим максимальних навантажень

Карта мережі в режимі максимальних навантажень наведена на рис. 2.10.

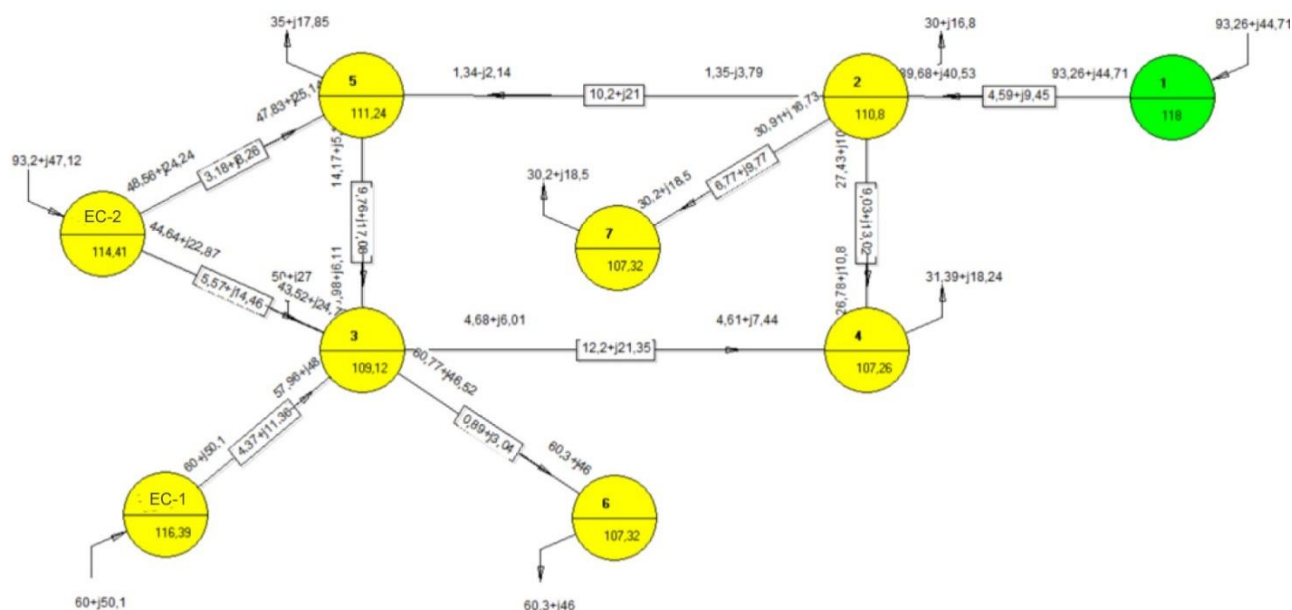


Рисунок 2.10 – Карта мережі в режимі максимальних навантажень

У таблиці 2.5 наведено струмове завантаження ліній у режимі максимальних навантажень.

Таблиця 2.5 – Точне завантаження ЛЕП у максимальному режимі

Назва	$I_{лин}, A$	$I_{доод}, A$	$j_p, A / мм^2$	$j_{ек}, A / мм^2$
<i>ПС1 – ПС2</i>	254.8	450	1.699	1
<i>ПС2 – ПС4</i>	154.5	330	1.627	1
<i>ПС2 – ПС5</i>	17	450	0.113	1
<i>ПС2 – ПС7</i>	93.4	330	0.983	1
<i>ПС3 – ПС4</i>	43.7	390	0.364	1
<i>ПС5 – ПС3</i>	79.5	390	0.662	1
<i>ЕС1 – ПС3</i>	197.2	510	1.066	1
<i>ПС3 – ПС6</i>	203.2	610	0.847	1
<i>ЕС2 – ПС5</i>	138.6	510	0.749	1
<i>ЕС2 – ПС3</i>	129.6	510	0.7	1

У таблиці 2.6 наведено дані про напруги у вузлах мережі в режимі максимальних навантажень.

Таблиця 2.6 – Дані про напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_y, кВ$	$\Delta U, \%$
Електростанція – 1	110	116.39	5.8
Електростанція – 2	110	114.41	4
Підстанція – 2	110	110.8	0.7
Підстанція – 3	110	109.12	–0.8
Підстанція – 4	110	107.26	–2.5
Підстанція – 5	110	111.24	1.1
Підстанція – 6	110	107.32	–2.4
Підстанція – 7	110	107.32	–2.4

Струми у вітках та напруги у вузлах мережі не виходять за допустимі межі. Розрахункова щільність деяких ЛЕП перевищує економічну щільність струму, отже, ЛЕП працюють неекономічно, але заміна кабелів не потрібна, тому цей режим роботи мережі допустимий.

2.7.2 Режим мінімальних навантажень

На початку знайдемо приведені до шин вищої напруги потужності джерел та навантажень.

1) Підстанція №2

$$P_2 = P_{2\max} \cdot 0.7 = 30 \cdot 0.7 = 21 \text{ MBm}$$

$$Q_2 = P_{2\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_2 \cdot 0.7 = 30 \cdot 0.56 \cdot 0.7 = 11.76 \text{ MVar}$$

2) Підстанція №3:

$$P_3 = P_{3\max} \cdot 0.7 = 50 \cdot 0.7 = 35 \text{ MBm}$$

$$Q_3 = P_{3\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_3 \cdot 0.7 = 50 \cdot 0.54 \cdot 0.7 = 18.9 \text{ MVar}$$

3) Підстанція №4:

$$P_{41} = P_{41\max} \cdot 0.7 = 6 \cdot 0.7 = 4.2 \text{ MBm}$$

$$P_{42} = P_{42\max} \cdot 0.7 = 5 \cdot 0.7 = 3.4 \text{ MBm}$$

$$Q_{41} = P_{41\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{41} \cdot 0.7 = 6 \cdot 0.51 \cdot 0.7 = 2.142 \text{ MVar}$$

$$Q_{42} = P_{42\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{42} \cdot 0.7 = 5 \cdot 0.54 \cdot 0.7 = 1.89 \text{ MVar}$$

Потужність, що протікає по лінії між підстанціями 4-41:

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = 3.098 + j1.27 \text{ MVA}$$

Потужність, що протікає по лінії між підстанціями 4 та 42:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = 4.602 + j2.762 \text{ MVA}$$

Вузол 41 є точкою потокоподілу.

Визначимо потужність, що протікає по лінії між п/с 42 та п/с 41.

$$S_{42-41} = S_{4-42} - S_{42} = 4.602 + j2.762 - 3.4 - j1.89 = 1.102 + j0.872 \text{ MVA}$$

Визначимо потік потужності між 4' і 41:

$$\begin{aligned} \Delta S_{4-41} &= \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{ном}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}) = \frac{3.098^2 + 1.27^2}{35^2} (6.33 + j6.48) = \\ &= 0.058 + j0.059 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$S_{4-41H} = S_{4-41} - \Delta S_{4-41} = 3.098 + j1.27 + 0.058 + j0.059 = 3.156 + j1.33 \text{ MVA}$$

Визначимо потік потужності між 4" і 41:

$$\begin{aligned} \Delta S_{41-42} &= \frac{P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2}{U_{ном}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{1.102^2 + 0.872^2}{35^2} (3.015 + j2.135) = \\ &= 0.005 + j0.003 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$S_{42-41H} = S_{42-41K} + \Delta S_{42-41} = 1.107 + j0.875 \text{ MVA}$$

$$S_{4-42K} = S_{42-41H} + S_{42} = 4.607 + j2.765 \text{ MVA}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{4-42H} &= \frac{P_{4-42K}^2 + Q_{4-42K}^2}{U_{ном}^2} (r_{4-42} + jx_{4-42}) = \frac{4.607^2 + 2.765^2}{35^2} (2.44 + j4.14) = \\ &= 0.06 + j0.1 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$S_{4-42H} = S_{4-42K} + \Delta S_{4-42} = 4.607 + j2.765 + 0.06 + j0.1 = 4.664 + j2.863 \text{ MVA}$$

Таким чином, приведена до шин 35 кВ потужність:

$$S_{4/35} = S_{4-41H} + \Delta S_{4-42H} = 3.156 + j1.33 + 4.665 + j2.863 = 7.82 + j4.192 \text{ MVA}$$

Далі знайдемо потужність, приведену до шин 110 кВ. Для цього розрахуємо втрати в трансформаторі та потоки за обмотками:

Знайдемо втрати, а також потоки на початку та в кінці кожної з обмоток:

$$\Delta S_{CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{ном}^2} (r_{мсн} + jx_{мсн}) = \frac{7.82^2 + 4.192^2}{115^2} (0.4 + j0) = 0.002 \text{ MBA}$$

$$S_{CH} = \Delta S_{CH} + S_{35} = 7.822 + j4.192 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{ном}^2} (r_{мнн} + jx_{мнн}) = \frac{14^2 + 6.72^2}{115^2} (0.4 + j11.15) = 0.007 + j0.2 \text{ MBA}$$

$$S_{HH} = \Delta S_{HH} + S_{HH} = 0.007 + j0.2 + 14 + j6.72 = 14.01 + j6.923 \text{ MBA}$$

$$S_{BH} = \Delta S_{CH} + S_{HH} = 7.822 + j4.192 + 14.01 + j6.923 = 21.83 + j11.12 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{ном}^2} (r_{твн} + jx_{твн}) + \Delta S_{xx} = \frac{21.83^2 + 11.12^2}{115^2} (0.4 + j17.75) + 0.086 + j0.48 = 0.104 + j1.285 \text{ MBA}$$

$$S_4 = \Delta S_{BH} + S_{BH} = 21.93 + j12.4 \text{ MBA}$$

4) Підстанція №5

$$P_5 = P_{5\max} \cdot 0.7 = 35 \cdot 0.7 = 21 \text{ MBm}$$

$$Q_5 = P_{5\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_5 \cdot 0.7 = 35 \cdot 0.51 \cdot 0.7 = 10.71 \text{ MBAp}$$

5) Підстанція №6

$$P_{6HH} = P_{6\max} \cdot 0.7 = 60 \cdot 0.7 = 42 \text{ MBm}$$

$$Q_{6HH} = P_{6\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_6 \cdot 0.7 = 60 \cdot 0.67 \cdot 0.7 = 28.14 \text{ MBAp}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{T6} &= \frac{P_{HH6}^2 + Q_{HH6}^2}{U_{ном}^2} (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \\ &= \frac{42^2 + 28.14^2}{115^2} (1.46 / 2 + j38.4 / 2) + 0.05 \cdot 2 + j0.26 \cdot 2 = 0.241 + j4.231 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$S_6 = \Delta S_{T6} + S_{H6} = 0.241 + j4.231 + 42 + j28.14 = 42.24 + j32.37 \text{ MBA}$$

6) Підстанція №7:

$$P_{7HH} = P_{7\max} \cdot 0.7 = 30 \cdot 0.7 = 21 \text{ MBm}$$

$$Q_{7HH} = P_{7\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_7 \cdot 0.7 = 30 \cdot 0.51 \cdot 0.7 = 10.71 \text{ MBAp}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{T7} &= \frac{P_{HH7}^2 + Q_{HH7}^2}{U_{ном}^2} (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \\ &= \frac{21^2 + 10.71^2}{115^2} (4.38 / 2 + j86.7 / 2) + 0.019 \cdot 2 + j0.112 \cdot 2 = 0.13 + j2.046 \text{ MBA} \end{aligned}$$

7) Електростанція 1

$$S_{HH1} = (\sum P_{\Gamma} - 0.7P_H - 0.1\sum P_{\Gamma}) + j(\sum Q_{\Gamma} - 0.7Q_H - 0.1\sum P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH}) = \\ = 17.2 + j22.27 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{ном}^2} (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \frac{17.2^2 + 22.27^2}{115^2} (1.46 + j38.4) + 0.05 + j0.260 = \\ = 0.137 + j2.559 \text{ MBA}$$

$$S_{HH2} = (\sum P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{CH}) = 56.4 + j42.534 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{ном}^2} (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \frac{56.4^2 + 42.534^2}{115^2} (0.71 + j19.2) + 0.07 + j0.48 = \\ = 0.338 + j7.725 \text{ MBA}$$

Потужність, що приведена до шин 110 кВ ЕС-1:

$$S_{EC1} = S_{HH} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2} = 73.12 + j54.52 \text{ MBA}$$

8) Електростанція 2

Потужність, що проходить через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH1} = (\sum P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{CH}) = \\ = (60 - 0.06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0.75 - 0.685 \cdot 0.06 \cdot 60) = 56.4 + j42.534 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{ном}^2} (r_m + jx_m) + \Delta S_{xx} = \frac{56.4^2 + 42.534^2}{115^2} (0.71 + j19.2) + 0.07 + j0.48 = \\ = 0.338 + j7.725 \text{ MBA}$$

Потужність ЕС-2, що приведена до шин вищої напруги з урахуванням навантаження:

$$S_{EC2} = 3S_{HH1} - 3\Delta S_{T1} - S_H = \\ = 3(56.4 + j42.534) - 3(0.338 + j7.725) - 0.7(75 + j38.25) = 115.7 + j77.65 \text{ MBA}$$

На рис. 2.11 показано карту режиму мережі в режимі мінімальних навантажень. У мінімальному режимі відхилення напруги у багатьох вузлах виходять за допустимі значення.

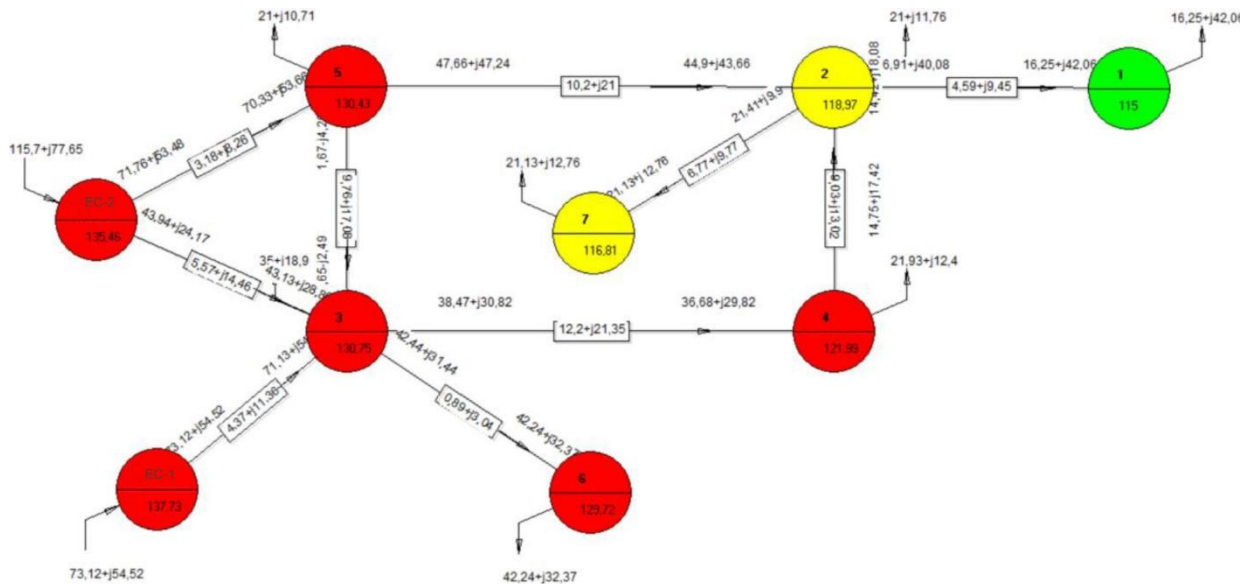


Рисунок 2.11 – Карта режиму мережі в режимі мінімальних навантажень

У такій ситуації доцільним рішенням є зміна потужності СТК. Задамо в ПК необхідну напругу відновлення напруг у вузлах мережі.

Режим мережі при мінімальних навантаженнях з новими реактивними значеннями потужності ЕС-2 наведено на рис. 2.12.

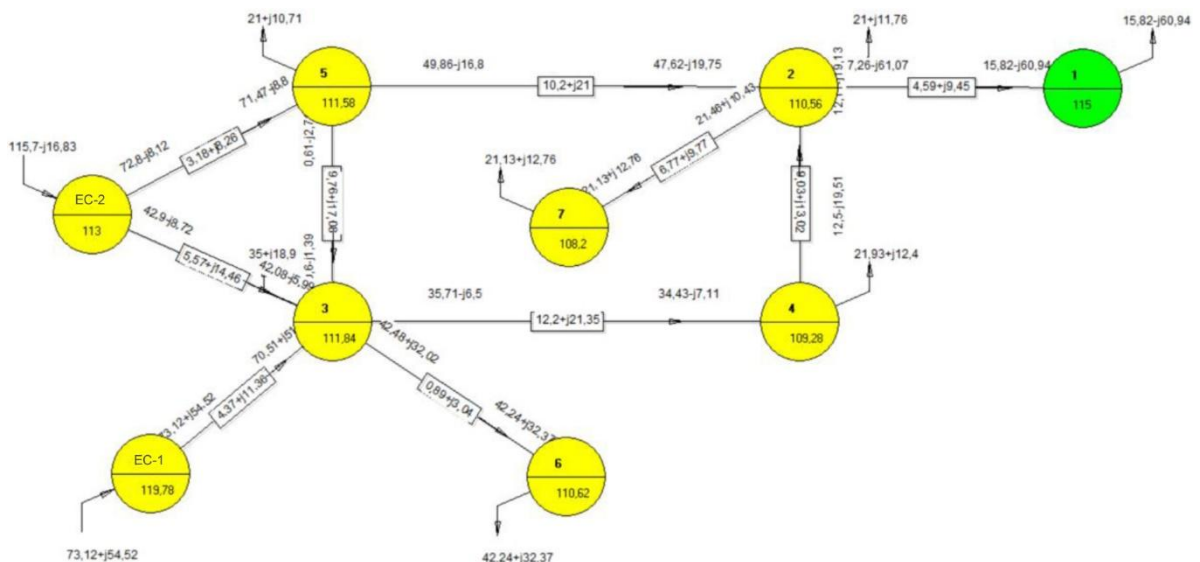


Рисунок 2.12 – Карта режиму мережі в режимі мінімальних навантажень

Потужність СТК повинна становити $77.65 + 16.83 = 94.48 \text{ МВАр}$ у режимі споживання.

У таблиці 2.7 наведено дані про напругу у вузлах мережі в режимі мінімальних навантажень.

Таблиця 2.7 – Дані про напруги у вузлах мережі у мінімальному режимі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_y, кВ$	$\Delta U, \%$
Електростанція – 1	110	119.78	8.9
Електростанція – 2	110	113	2.7
Підстанція – 2	110	110.56	0.5
Підстанція – 3	110	111.84	1.7
Підстанція – 4	110	109.28	–0.7
Підстанція – 5	110	111.58	1.4
Підстанція – 6	110	110.62	0.6
Підстанція – 7	110	108.2	–1.6

Напруги у вузлах мережі не виходять за допустимі межі, тому цей режим роботи мережі допустимий.

2.7.3 Післяаварійні режими роботи

У цьому пункті розглянемо післяаварійні режими, що виникають у разі відключення ліній.

Таблиця 2.8 – Післяаварійні режими

	ПС1 – ПС2	ПС1 – ПС2	ПС2 – ПС5	ПС2 – ПС7	ПС3 – ПС4	ПС5 – ПС3
ПС1 – ПС2	676	212.1	27.5	115.4	27.7	106.2
ПС2 – ПС4	364.7	–	344.2	103.5	308.8	288.4
ПС2 – ПС5	278	176.6	–	99.4	36.6	82.6
ПС2 – ПС7	282.3	169.3	10.3	209.7	39.7	86.3
ПС3 – ПС4	276.6	209.1	43.2	99.3	–	64.1
ПС5 – ПС3	280.7	198.5	15.5	99.5	18.2	–
ЕС2 – ПС3	286.7	197.1	5.6	99.8	13.8	149.4
ПС3 – ПС6	281.2	174	10.2	99.5	33.6	89.3
ЕС2 – ПС5	281	159.8	23.7	99.5	46.4	44.7
ЕС1 – ПС3	292.5	184.7	21.2	100.1	22.9	95.9
$I_{доо}, А$	450	330	450	330	390	390
k_3	1.5	0.643	0.765	0.635	0.792	0.739

продовження таблиці 2.8

	<i>ЕС2 – ПС3</i>	<i>ПС3 – ПС6</i>	<i>ЕС2 – ПС5</i>	<i>ЕС1 – ПС3</i>
<i>ПС1 – ПС2</i>	237.13	256	164.2	160.1
<i>ПС2 – ПС4</i>	257.3	285	110.3	237.5
<i>ПС2 – ПС5</i>	208.3	217.4	147.5	136.3
<i>ПС2 – ПС7</i>	208.2	217.3	145.8	137.8
<i>ПС3 – ПС4</i>	203.5	211.3	151.1	127
<i>ПС5 – ПС3</i>	211.1	221.1	113.2	171.3
<i>ЕС2 – ПС3</i>	211.9	222.1	182.2	198.1
<i>ПС3 – ПС6</i>	209	446.3	145.3	139.2
<i>ЕС2 – ПС5</i>	207.5	216.4	234.7	162.2
<i>ЕС1 – ПС3</i>	396.1	221.4	145.1	142.7
$I_{доd}, A$	510	610	510	510
k_3	0.777	0.732	0.46	0.466

Як видно з таблиці 2.8, струмове завантаження ЛЕП ПС1 – ПС2 перевищує допустиме значення. Приймаємо висновок про заміну дроту на $2 \times AC - 240 / 32$. При цьому довготривалий струм становить 610 А, а струм при відключенні одного кола становить 605.4 А. Карта режиму наведена на рис. 2.13.

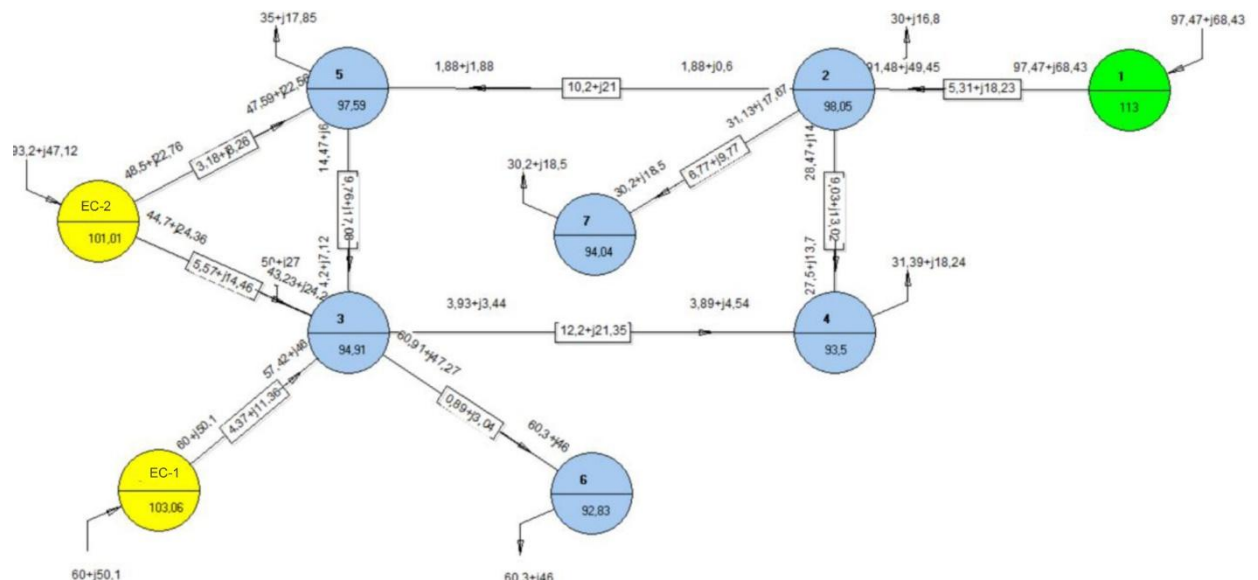


Рисунок 2.13 – Карта режиму мережі у післяаварійному режимі

Як видно з малюнка, напруги у багатьох вузлах мережі знижуються до неприпустимих значень. Змінимо потужність СТК.

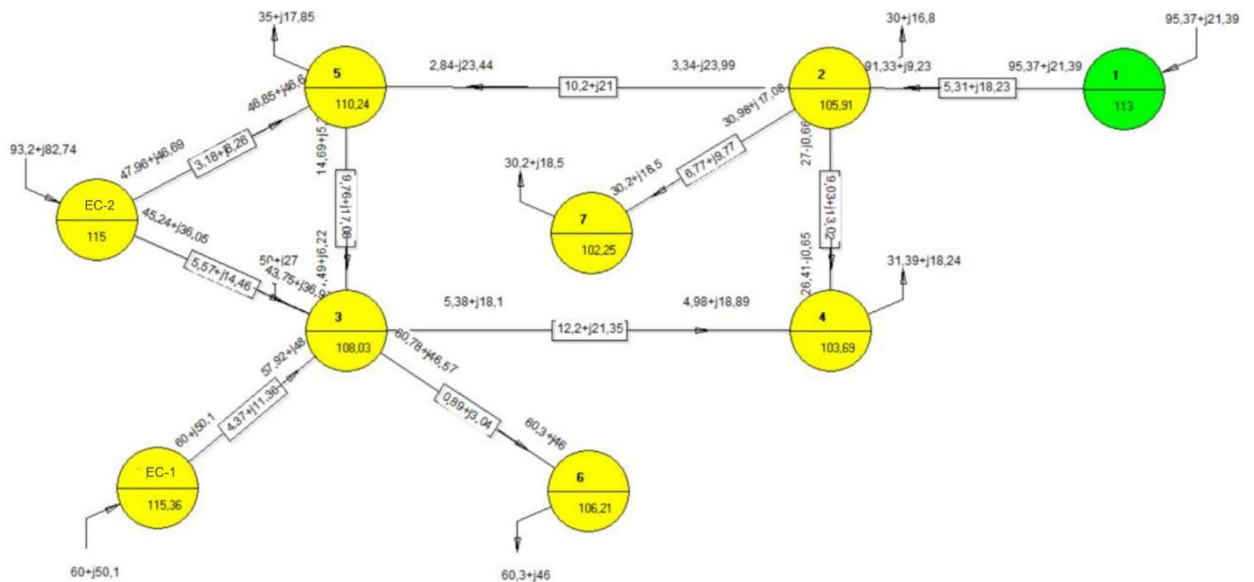


Рисунок 2.14 – Карта режиму мережі у післяаварійному режимі після зміни реактивної потужності

Потужність СТК для відновлення нормального режиму має становити $82.74 - 47.12 = 35.62 \text{ МВАр}$ у режимі генерації.

У таблиці 2.9 наведено струмове завантаження ліній у післяаварійному режимі.

Таблиця 2.9 – Струмове завантаження ЛЕП у післяаварійному режимі

Вузол	$I_{\text{лін}}, A$	$I_{\text{дод}}, A$
ПС1 – ПС2	500.1	610
ПС2 – ПС4	147.2	330
ПС2 – ПС5	127.9	450
ПС2 – ПС7	98.2	330
ПС3 – ПС4	104.9	390
ПС5 – ПС3	83	390
ЕС2 – ПС3	198.9	510
ПС3 – ПС6	205.4	610
ЕС2 – ПС5	170.6	510
ЕС1 – ПС3	149.3	510

Таблиця 2.10 – Дані про напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_y, кВ$	$\Delta U, \%$
Електростанція – 1	110	115.36	4.9
Електростанція – 2	110	115	4.5
Підстанція – 2	110	105.91	–3.7
Підстанція – 3	110	108.03	–1.8
Підстанція – 4	110	103.69	–5.7
Підстанція – 5	110	110.24	0.2
Підстанція – 6	110	106.21	–3.4
Підстанція – 7	110	102.25	–7

Струми у гілках та напруги у вузлах мережі не виходять за допустимі межі, тому даний режим роботи мережі допустимий.

2.8 Забезпечення необхідної напруги в мережі і вибір відпайки трансформаторів

Споживачі можуть ефективно працювати лише за певної якості електроенергії. Зниження якості електроенергії може призвести до таких негативних наслідків:

- збільшення втрат активної потужності та електроенергії;
- скорочення служби електрообладнання;
- хибній роботі пристроїв захисту та автоматики;
- порушення нормального перебігу технологічних процесів та збитків у споживачів

Зробимо вибір відпайок для двообмотувальних трансформаторів знижувальних підстанцій таким чином:

На підстанції № 6 встановлено два трансформатори $ТРДН - 63000/110$, РПН межі регулювання $\pm 9 \times 1.78\%$, $U_{BH.XX} = 115 кВ$.

- 1) Знайдемо втрати напруги у трансформаторах для трьох режимів роботи мережі (максимального, мінімального, післяаварійного):

$$\Delta U_{T.\max} = \frac{P_{np.\max} \cdot r_m + Q_{np.\max} \cdot x_m}{U_{вн.\max}} = \frac{60.3 \cdot 1.46 + 46 \cdot 38.4}{2 \cdot 107.32} = 8.64 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{T.\min} = \frac{P_{np.\min} \cdot r_m + Q_{np.\min} \cdot x_m}{U_{вн.\min}} = \frac{42.21 \cdot 1.46 + 32.2 \cdot 38.4}{2 \cdot 110.62} = 5.867 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{T.ав} = \frac{P_{np.ав} \cdot r_m + Q_{np.ав} \cdot x_m}{U_{вн.ав}} = \frac{60.3 \cdot 1.46 + 46 \cdot 38.4}{2 \cdot 106.21} = 8.73 \text{ кВ}$$

1) Визначимо для всіх режимів наведені напруги на шинах ПН підстанції:

$$U'_{нн.\max} = U_{вн.\max} - \Delta U_{т.\max} = 107.32 - 8.64 = 98.68 \text{ кВ}$$

$$U'_{нн.\min} = U_{вн.\min} - \Delta U_{т.\min} = 110.62 - 5.867 = 104.8 \text{ кВ}$$

$$U'_{нн.ав} = U_{вн.ав} - \Delta U_{т.ав} = 106.21 - 8.73 = 97.48 \text{ кВ}$$

3) Розрахуємо для всіх режимів значення відгалужень з боку обмотки ВН, що забезпечують бажану напругу у споживача:

$$U_{відг.В} = \frac{U'_{нн} \cdot U_{xx}}{U_{баж.н}}$$

тут $U'_{нн}$ - напруга холостого ходу трансформатора; $U_{баж.н}$ - напруга, яку бажано отримати на шинах НН підстанції.

$$U_{відг.\max} = \frac{U'_{нн.\max} \cdot U_{xx}}{U_{баж.н}} = \frac{98.68 \cdot 11}{10.5} = 103.4 \text{ кВ}$$

$$U_{відг.\min} = \frac{U'_{нн.\min} \cdot U_{xx}}{U_{баж.н}} = \frac{104.8 \cdot 11}{10.5} = 109.7 \text{ кВ}$$

$$U_{відг.ав} = \frac{U'_{нн.ав} \cdot U_{xx}}{U_{баж.н}} = \frac{97.48 \cdot 11}{10.5} = 102.1 \text{ кВ}$$

4) Враховуючи спосіб регулювання для даного трансформатора - РПН, виберемо стандартне відпаювання для кожного режиму роботи $U_{відг.ст.В}$. Межі регулювання трансформатора $\pm 9 \times 1.78\%$, тобто 9 відпайок по 2,047 кВ.

$$\max : U_{відг.ст.В} = 115 - 6 \cdot 2.047 = 102.7 \text{ кВ}$$

$$\min : U_{відг.ст.В} = 115 - 2 \cdot 2.047 = 110.9 \text{ кВ}$$

$$ав : U_{відг.ст.В} = 115 - 6 \cdot 2.047 = 102.7 \text{ кВ}$$

5) Визначимо дійсну напругу на шинах ПН підстанції при вибраній

стандартній відпайці на обмотці ВН у трьох режимах:

$$U_{нн.ма\kern 0.08em x} = \frac{U'_{нн.ма\kern 0.08em x} \cdot U_{\kern 0.08em xx}}{U_{\kern 0.08em в\kern 0.08em id\kern 0.08em г. \kern 0.08em c\kern 0.08em т. \kern 0.08em B. \kern 0.08em ма\kern 0.08em x}} = \frac{98.68 \cdot 11}{102.7} = 10.57 \text{ кВ}$$

$$U_{нн.ми\kern 0.08em n} = \frac{U'_{нн.ми\kern 0.08em n} \cdot U_{\kern 0.08em xx}}{U_{\kern 0.08em в\kern 0.08em id\kern 0.08em г. \kern 0.08em c\kern 0.08em т. \kern 0.08em B. \kern 0.08em ми\kern 0.08em n}} = \frac{104.8 \cdot 11}{109.7} = 10.39 \text{ кВ}$$

$$U_{нн.ав} = \frac{U'_{нн.ав} \cdot U_{\kern 0.08em xx}}{U_{\kern 0.08em в\kern 0.08em id\kern 0.08em г. \kern 0.08em c\kern 0.08em т. \kern 0.08em B. \kern 0.08em ав}} = \frac{97.48 \cdot 11}{102.1} = 10.44 \text{ кВ}$$

6) Перевіримо відхилення дійсних напруг від номінальних і порівняємо з допустимим відхиленням.

$$V_{ма\kern 0.08em x} = \left| \frac{10.57 - 10.5}{10.5} \right| \cdot 100\% = 0.644\% \leq 5$$

$$V_{ми\kern 0.08em n} = \left| \frac{10.39 - 10.5}{10.5} \right| \cdot 100\% = 1.1\% \leq 5$$

$$V_{ав} = \left| \frac{10.44 - 10.5}{10.5} \right| \cdot 100\% = 0.56\% \leq 5$$

Відхилення напруги не перевищують допустимих, обрані відгалуження забезпечують нормальну роботу споживачів у будь-якому режимі.

Вибір відпайок на трансформаторах підстанції №7 проведемо аналогічно підстанції №6, результати зведемо до таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Вибір відпайок на підстанції №7

№ ПС	Тип <i>T – ра</i>	Межі	Реж	$U_{\kern 0.08em в\kern 0.08em н}$ кВ	ΔU_T кВ	$U'_{\kern 0.08em нн}$ кВ	$U_{\kern 0.08em в\kern 0.08em id\kern 0.08em г. \kern 0.08em c\kern 0.08em т. \kern 0.08em B.}$ кВ	Відп	$U_{\kern 0.08em в\kern 0.08em id\kern 0.08em г. \kern 0.08em c\kern 0.08em т. \kern 0.08em B.}$ кВ	$U_{\kern 0.08em нн}$ кВ	V %
7	$2 \times \text{ТДН} - 25000 / 110$ $U_{\kern 0.08em в\kern 0.08em x. \kern 0.08em xx} = 115$	РПН $\pm 9 \times 1.78$	маx	107.32	8.089	99.23	104	-5	104.8	10.42	0.8
			миn	108.2	5.616	102.6	107.5	-4	106.8	10.56	0.6
			ав	102.25	8.49	93.76	98.22	-8	98.62	10.46	0.4

Для триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів відпаювання вибираються за наступним алгоритмом:

1) визначають втрати напруги в обмотках трансформаторів у всіх режимах роботи мережі:

$$\Delta U_{BH} = \frac{P_B \cdot r_B + Q_B \cdot x_B}{U_{BH}}$$

$$\Delta U_{CH} = \frac{P_C \cdot r_C + Q_C \cdot x_C}{U_{BH} - \Delta U_{BH}}$$

$$\Delta U_{HH} = \frac{P_H \cdot r_H + Q_H \cdot x_H}{U_{BH} - \Delta U_{BH}}$$

де $P_B, P_C, P_H, Q_B, Q_C, Q_H$ - – відповідно активні та реактивні потужності, що протікають по обмотках вищої, середньої та нижчої напруги у розглянутому режимі роботи мережі; U_{BH} – напруга на шинах підстанції, отримана внаслідок розрахунку відповідного режиму мережі.

2) визначаються для всіх режимів наведені напруги на шинах середньої напруги - U'_{CH} та напруги на шинах нижчої напруги – U'_{HH}

3) розраховують для всіх режимів мережі значення напруги відгалуження на обмотці ВН, що забезпечує бажану напругу на шинах ВН.

4) вибирають відпаювання.

5) розраховують дійсну напругу на шинах СН:

$$U_{CH} = \frac{U'_{CH} \cdot U_{xx}}{U_{відг.см.В}}$$

6) знаходять відхилення напруги на шинах СН, порівнюють із допустимим.

Результати вибору відпайок на триобмотувальних трансформаторах підстанції № 4 зведено до таблиці 2.12. На триобмотувальних трансформаторах відпаювання виберемо з боку ВН, з боку СН та НН перевіримо відхилення напруги.

Таблиця 2.12 – Вибір відпайок на підстанції №4

№ ПС	4		
Тип трансформатора	$2 \times ТДТН - 40000 / 110$		
Межі регулювання	$РПН \pm 9 \times 1.78\%$		
$U_{BH.XX}, кВ$	115		
Режим	max	min	$n / ав$
$U_{BH}, кВ$	107.26	109.28	103.69
$\Delta U_{BH}, кВ$	2.354	1.634	2.47
$\Delta U_{CH}, кВ$	0.03	0.02	0.031
$\Delta U_{HH}, кВ$	0.789	0.538	0.818
$U'_{CH}, кВ$	104.9	107.6	101.2
$U'_{HH}, кВ$	104.1	107.1	100.4
$U_{відг.В.}, кВ$	108.2	113.1	98.37
Відпайка	-3	-1	-8
$U_{відг.ст.В.}, кВ$	108.8	113	98.62
$U_{HH}, кВ$	10.43	10.51	10.47
$V_{HH}, \%$	0.6	0.1	0.3
$U_{CH}, кВ$	34.78	35.05	34.91
$V_{CH}, \%$	0.634	0.138	0.252

2.9 Висновки до розділу 2

В даному розділі було складено 6 варіантів розвитку мережі, з яких було вибрано два варіанти. Для цих варіантів було проведено аналіз, у ході якого зроблено висновок про модернізацію кожного варіанта. Після модернізації шляхом порівняння варіантів визначено одну схему, для якої буде виконано остаточний розрахунок режимів – максимальних, мінімальних навантажень та найважливішого післяаварійного режиму.

Здійснено розрахунки для забезпечення необхідної напруги в мережі і вибір відпайки трансформаторів.

З ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розробка підстанції 110/10 кВ. Вибір схем розподільчих пристроїв ВН та НН

Дана підстанція пов'язана з мережею 2 живлячими повітряними лініями.

Для тупикової двотрансформаторної підстанції переважно використовують схему «110-4Н – два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній».

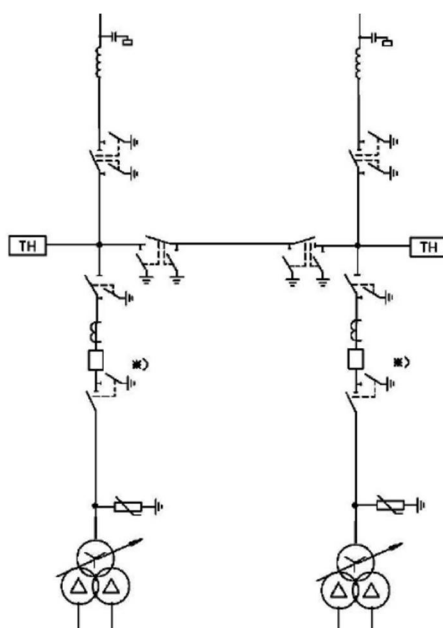


Рисунок 3.1 – Схема «110-4Н – два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній»

Для сторони НН при двох трансформаторах на підстанції краща схема «Одна секціонована вимикачем система шин»

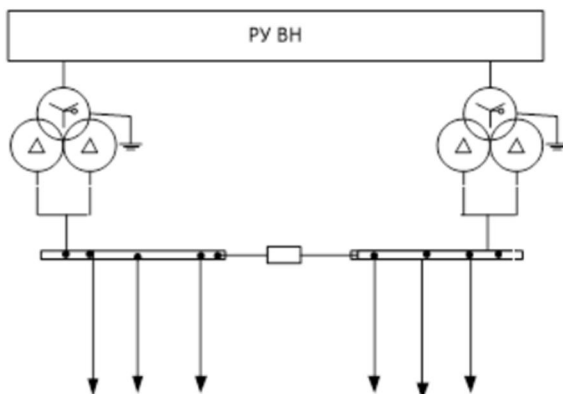


Рисунок 3.2 – Схема РП НН

3.2 Розрахунок струмів у нормальних та тривалих режимах

Нормальний режим:

$$I_{жив.леп} = \frac{S_{ПС}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.вн}} = \frac{33.7 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 88.4 \text{ A}$$

$$I_{тр} = \frac{0.7 S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.вн}} = \frac{0.75 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 91.9 \text{ A}$$

Обтяжений режим:

$$I_{жив.леп.мах} = \frac{S_{ПС}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.вн}} = \frac{33.7 \cdot 10^6}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 176.8 \text{ A}$$

$$I_{тр} = \frac{1.4 S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.вн}} = \frac{1.4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 183.7 \text{ A}$$

Розрахункові струми на стороні низької напруги:

Нормальний режим:

$$I_{тр.нн} = \frac{0.7 S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.нн}} = \frac{0.75 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 962.3 \text{ A}$$

$$I_{відх.леп} = \frac{S_{нс}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.нн}} = \frac{33.7 \cdot 10^3}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 308.6 \text{ A}$$

Обтяжений режим:

$$I_{тр.нн} = \frac{1.4 S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.нн}} = \frac{1.4 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1924.5 \text{ A}$$

$$I_{відх.леп.мах} = 2 I_{відх.леп} = 617.2 \text{ A}$$

3.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахункова схема наведена на рис. 3.3.

Схема заміщення при КЗ у точці К1 наведено на рис. 3.4.

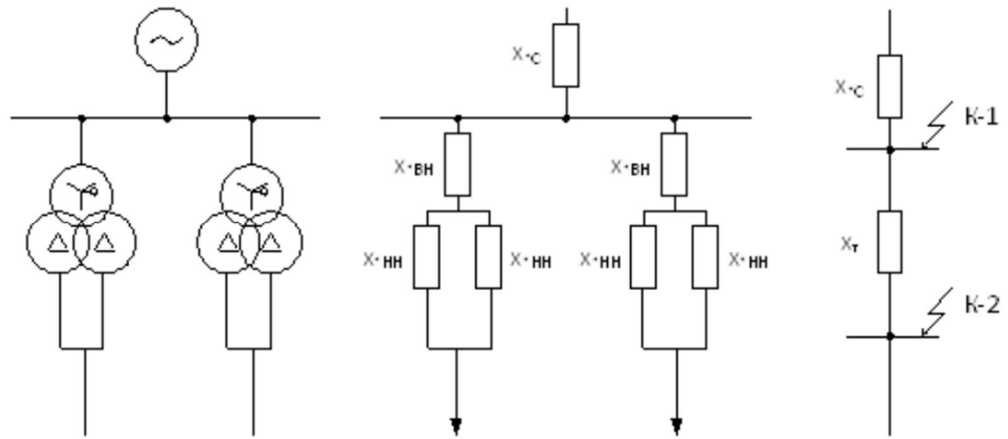


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема

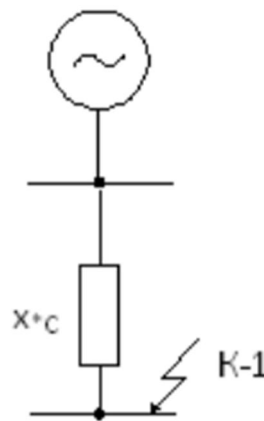


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема заміщення

ЕРС еквівалентної системи $E_1 = 1$, її опір $x_1 = x_c = 0.028$.

Визначимо базовий струм:

$$I_{\delta 110} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp_cm}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.502 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання:

$$I_{n,0} = I_{n,\tau} = \frac{I_{\delta 110}}{x_{*C}} = \frac{0.502}{0.028} = 17.9 \text{ кА}$$

Ударний струм (амплітудне значення) короткого замикання:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 17.9 \cdot 1.608 = 40.7 \text{ кА}$$

де $k_y = 1.608$ – ударний коефіцієнт.

Розглянемо трифазне коротке замикання на шинах 110 кВ (точка K2).

Базовий струм:

$$I_{\delta_{10,5}} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp_cm}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.54 \text{ кА}$$

Розрахунковий опір трансформаторів:

$$x_{*BH} = 0.125 \cdot \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном_тр}} = 0.125 \cdot \frac{10.5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.05$$

$$x_{*HH1} = x_{*HH2} = 1.75 \cdot \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = 1.75 \cdot \frac{10.5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.735$$

$$x_{*HH} = \frac{x_{*HH1}}{2} = \frac{0.735}{2} = 0.367$$

Струм короткого замикання:

$$I_{n,0 \text{ КЗ2}} = I_{n,\tau} = \frac{I_{\delta_{10,5}}}{x_{*C} + x_{*T}} = \frac{5.54}{0.028 + 0.05 + 0.367} = 12.4 \text{ кА}$$

Ударний струм (амплітудне значення) короткого замикання:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 12.4 \cdot 1.82 = 31.9 \text{ кА}$$

Аналізуючи отримані результати струмів короткого замикання бачимо, що застосовувати засоби обмеження струмів немає сенсу. Відключаюча здатність вимикачів із запасом перевищує ударні струми КЗ.

3.4 Вибір комутаційного обладнання

Після розрахунку струмів КЗ оберемо вимикачі та роз'єднувачі на стороні 110 кВ. Все високовольтне обладнання вибиратимемо однаковими.

Вимикачі виберемо за такими характеристиками:

- за напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- за тривалим струмом

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

Вибираємо до установки елегазові вимикачі типу ВРС-110 із вбудованими трансформаторами струму, виробництва Рівненського заводу високовольтної

апаратури.

Вимикачі перевіряються за:

- відключення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{n0} \leq I_{\text{відк.ном}}$$

де $I_{\text{відк.ном}}$ - номінальний струм відключення, кА .

- відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a\tau} \leq i_{a.\text{ном}}$$

де $i_{a\tau}$ - аперіодична складова струму КЗ,

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

τ - найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасних контактів

$$\tau = t_{\text{з.мін}} + t_{\text{в.ч}}$$

$t_{\text{з.мін}} = 0.01 \text{ с}$ - мінімальне значення часу спрацьовування релейного захисту;

$t_{\text{в.ч}}$ - власний час вимкнення вимикача, $t_{\text{в.ч}} = 0.035$;

T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ. Для шин, пов'язаних із системою повітряними ЛЕП напругою 110 кВ, $T_a = 0.02$;

$i_{a.\text{ном}}$ - нормований вміст аперіодичної складової у струмі, що відключається для часу τ , гарантований заводом виробником,

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \beta_n I_{\text{відк.ном}}}{100}$$

β_n - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, що відключається, %.] $\beta_n = 40\%$.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 17.9 \cdot e^{-\left(\frac{-0.045}{0.02}\right)} = 2.5 \text{ кА}$$

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \beta_n I_{\text{відк.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22.63 \text{ кА}$$

- електродинамічної стійкості:

$$i_y \leq i_{\text{дин}},$$

де $i_{\text{дин}}$ - струм електродинамічної стійкості.

- термічної стійкості:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

де B_k - тепловий імпульс з розрахунку,

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_a),$$

$$t_{\text{відк}} = t_{\text{рз.мах}} + t_{\text{е}} = 1 + 0.055 = 1.055 \text{ с}$$

$t_{\text{рз.мах}} = 1 \text{ с}$ - максимальний час дії релейного захисту;

$t_{\text{е}}$ - повний час відключення вимикача, $t_{\text{е}} = 0.055 \text{ с}$

$I_{\text{тер}}$ - струм термічної стійкості, $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}$

$t_{\text{тер}}$ - час протікання струму термічної стійкості, $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$.

Таким чином,

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_a) = 17.9^2 \cdot (1.055 + 0.02) = 221 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результати перевірки зведемо до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Перевірка вимикачів ВРС-110

Розрахунок		Каталожні дані	
Параметр	Значення	Параметр	Значення
$I_{\text{в.роб.мах}}, \text{А}$	183.7	$I_{\text{ном}}$	2500 А
$I_{\text{К.П}}^{(3)}, \text{кА}$	17.9	$I_{\text{відкл.ном}}$	40 кА
$i_y, \text{кА}$	40.7	$I_{\text{дин}}$	102 кА
$i_{\text{а.т}}, \text{кА}$	2.5	$i_{\text{а.дин}} = \frac{40\%}{100} \cdot I_{\text{о.ном}}$	22.6 кА
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	221	$B_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	4800 кА ² · с

Роз'єднувачі виберемо за тими самими характеристиками.

Для сторони ВН ВРП вибираємо роз'єднувачі РДЗ-100, виробництва Рівненського заводу високовольтної апаратури.

Таблиця 25 - Перевірка роз'єднувачів РДЗ-110

Розрахунок		Каталожні дані	
Параметр	Значення	Параметр	Значення
$I_{в.роб.мах}, A$	183.7	$I_{ном}$	1250 A
i_y, kA	40.7	$I_{дин}$	102 kA
$B_k, kA^2 \cdot c$	221	$B_K = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	4800 kA ² · c

3.5 Вибір типу комплектного розподільчого пристрою

Вибираємо до встановлення КРП КУ-10Ц, виробництва Рівненського заводу високовольтної апаратури..

Власний час вимкнення вимикача ВБ-10 $t_{в.ч} = 0.035 c$

$$i_{атВН} = \sqrt{2} I_{П0} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12.4 \cdot e^{-\frac{0.01+0.035}{0.05}} = 7 kA$$

$$i_{а.номВН} = \frac{\sqrt{2} \beta_n I_{відк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31.5}{100} = 17.8 kA$$

Термічна стійкість:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

де B_k – тепловий імпульс з розрахунку,

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{відк} + T_a),$$

$$t_{відк} = t_{пз.мах} + t_{\epsilon} = 1 + 0.07 = 1.07 c$$

$t_{пз.мах} = 1 c$ - максимальний час дії релейного захисту;

t_{ϵ} – повний час відключення вимикача, $t_{\epsilon} = 0.07 c$

$I_{тер}$ – струм термічної стійкості, $I_{тер} = 31.5 kA$

$t_{тер}$ – час протікання струму термічної стійкості, $t_{тер} = 3 c$.

Таким чином,

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) = 12.4^2 \cdot (1.07 + 0.02) = 167.6 kA^2 \cdot c$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31.5^2 \cdot 3 = 2972.25 kA^2 \cdot c$$

Таблиця 3.2 – Перевірка вимикачів

Розрахунок		Каталожні дані	
Параметр	Значення	Параметр	Значення
$I_{в.роб.мах}$		$I_{ном}$	2000 А
Ввідний вимикач	1924,5 А		
Секційний вимикач	1924,5 А		
Кабельна лінія	617.2 А		
$I_{К.П}^{(3)}$	12.4 кА	$I_{відкл.ном}$	20 кА
i_y	31.9 кА	$I_{дин}$	51 кА
$i_{a.т}$	7 кА	$i_{a.дин} = \frac{50}{100} \cdot I_{о.ном}$	14.14 кА
B_k	$167.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.6 Вибір струмопровідних частин РП та ізоляторів

Струмопровідні частини у розподільчих пристроях 35 кВ і вище електростанцій та підстанцій зазвичай виконуються гнучкими сталевалюмінієвими проводами АС або АСО. Відповідно до ПУЕ шини та ошиновка за економічною щільністю струму не вибираються, тому вибираємо переріз за допустимим струмом.

Перетин дроту для струмопровідних частин, що з'єднують лінії та трансформатори зі збірними шинами вибираємо виходячи з максимального струму, що протікає через приєднання, що розглядаються. Раніше було встановлено, що $I_{\max} = 183.7 \text{ А}$. Виходячи з цього, як ошиновку вибираємо провід АС-70/11 з допустимим тривалим струмом $I_{дон} = 265 \text{ А}$.

Перетин збірних шин вибираємо виходячи зі струму, що протікає через них у найважчому режимі. Раніше було встановлено, що в найважчому режимі $I_{\max} = 183.7 \text{ А}$. Виходячи з цього, як ошиновку вибираємо провід АС-70/11 з допустимим тривалим струмом $I_{дон} = 265 \text{ А}$.

3.7 Вибір засобів вимірювання

Контроль за режимом роботи основного та допоміжного обладнання на підстанції здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів (КВП). Залежно від особливостей режиму роботи кількість КВП може бути різною. У таблиці 3.4 наведено рекомендований перелік вимірювальних приладів, які необхідно встановити на підстанції, що розглядається.

Таблиця 3.4 – Перелік КВП

Ділянка	Місце встановлення	Перелік приладів
Понижуючий двообмотковий трансформатор	ВН	-
	НН	Амперметр, ватметр, лічильники активної та реактивної енергії
Збірні шини 10 кВ	На кожній секції	Вольтметр для вимірювання міжфазної напруги та вольтметр з перемиканням для вимірювання трьох фазних напруг
Секційний вимикач	-	Амперметр
ЛЕП	-	Амперметр, ватметр, варметр
ТСН	ВН	-
	НН	Амперметр, розрахунковий лічильник активної енергії

3.8 Вибір трансформаторів струму

Для забезпечення обраного класу точності необхідно, щоб виконувалось:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}.$$

Електродинамічна стійкість вбудованих та шинних ТС визначається електродинамічною стійкістю вимикача, трансформатора та стійкістю самих шин РП, тому такі ТС за цією умовою не перевіряються.

Використовуємо вбудовані трансформатори струму, які вмонтовані у високовольтні елегазові вимикачі 110 кВ.

Порівняння каталожних та розрахункових даних трансформатора наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Порівняння параметрів ТС.

Розрахункові дані	ТВГ – УЕТМ – 110
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 176.8 \text{ А}$ $I_{max} = 183.7 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$

Клас точності аналізованих ТС, за дотримання вимог щодо завантаження вторинних кіл, 0,5S.

У таблиці 3.5 наведено потужність вимірювальних приладів, підключених до кожної фази.

Таблиця 3.5 – Потужність приладів, підключених до вторинної обмотки ТС.

Прилад	Клас точності приладу	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	1.0	2	2	2
Лічильник електроенергії	0.5	2.5	2.5	2.5
Індикатор мікропроцесорний фіксуючий	1.0	1.5	1.5	1.5
Всього		6	6	6

Для забезпечення обраного класу точності необхідно, щоб дійсне навантаження вторинного кола Z_2 не перевищувала нормованого для даного класу точності навантаження $Z_{2ном}$, Ом, тобто:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

де $Z_{2ном}$ - номінальне навантаження ТС у вибраному класі точності

– індуктивний опір струмових кіл невеликий, тому $Z_2 \approx r_2$;

– вторинне навантаження r_2 складається з опору приладів $r_{прил}$, контрольного кабелю r_k та перехідного опору контактів $r_{пер}$ (приймається 0,05 Ом при двох-трьох приладах та 0,1 Ом при більшій кількості приладів):

$$r_2 = r_{прил} + r_k + r_{пер}$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6}{5^2} = 0.24 \text{ Ом},$$

де $S_{\text{прил}}$ - потужність, що споживається приладами;

$I_{2\text{ном}}$ - вторинний номінальний струм приладу.

Як сполучні проводи відповідно до ПУЕ застосовуємо багатожильні контрольні кабелі з перетином (за умовою міцності) 2.5 мм^2

Опір контрольного кабелю:

$$r_{\kappa} = \rho \cdot L_{\kappa.\text{розр}} / S_{\kappa}$$

де ρ - питомий опір матеріалу жил кабелю, для мідного кабелю $\rho = 0.0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$

$L_{\kappa.\text{розр}}$ - розрахункова довжина, яка залежить від схеми з'єднання ТС

S_{κ} - перетин контрольного кабелю, 2.5 мм^2 .

Оскільки ТС з'єднані за схемою повної зірки, то

$$L_{\kappa.\text{розр}} = L_{\kappa} = 75 \text{ м}$$

де L_{κ} - довжина контрольного кабелю від ТС 110 кВ до місця встановлення приладів загальнопідстанційного керування (ЗПК);

$$r_{\kappa} = 0.0175 \cdot 75 / 2.5 = 0.525 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0.252 + 0.24 + 0.1 = 0.865 \text{ Ом}$$

Повний опір вторинного навантаження ТС за номінальної потужності:

$$Z_{2\text{ном}} = S_{2\text{ном}} / I_{2\text{номТС}}^2$$

де $S_{2\text{ном}}$ - номінальна потужність навантаження у заданому класі точності;

$I_{2\text{номТС}}$ - номінальний вторинний струм ТС

$$Z_{2\text{ном}} = 100 / 5^2 = 4$$

$$r_2 \leq Z_{2\text{ном}} : 0.865 < 4$$

Отже, цей трансформатор працюватиме в заданому класі точності.

3.9 Вибір трансформатора струму на стороні НН підстанції

До установки приймаємо трансформатори струму з литою ізоляцією ТОЛ-10. Виконаємо перевірку трансформаторів струму по робочих та аварійних струмах. Результати наведено у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Параметри трансформатора вхідного струму

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1924.5 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 31.9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 167.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перевіримо трансформатор струму введення по вторинному навантаженню кіл вимірювання, використовуючи схему підключення (рис. 3.5) і каталожні дані приладів. Визначимо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора струму

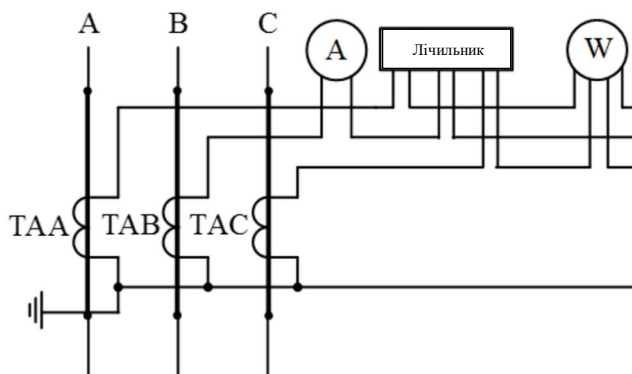


Рисунок 3.5 – Схема підключення вимірювальних приладів до ТС входу

Таблиця 3.7 – Вторинне навантаження входу ТС

Прилад	Навантаження фази, ВА		
	А	В	С
Амперметр	-	0.5	-
Лічильник	0.1	0.1	0.1
Ватметр	0.5	-	0.5
Всього	0.6	0.6	0.6

Усі фази є однаково завантаженими. Визначимо загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

де $S_{\text{прил}}$ - потужність найбільш завантаженого ТС, ВА;

$I_{2\text{ном}} = 5$ - номінальне значення вторинного струму ТС, А;

$$r_{\text{прил}} = \frac{0.6}{5^2} = 0.024 \text{ Ом}$$

Приймемо опір контактів $r_{\text{конт}} = 0.1 \text{ Ом}$.

Проводи з мідними жилами ($\rho = 0.0175$) застосовуються у вторинних колах основного та допоміжного обладнання потужних електростанцій та агрегатами з потужністю по 100 МВт і більше. В інших випадках у вторинних колах застосовуються дроти з алюмінієвими жилами ($\rho = 0.0283$). Як сполучні проводи відповідно до ПУЕ застосовуємо багатожильні контрольні кабелі АКВВГ з перетином (за умовою міцності) 2.5 мм^2

Опір сполучного дроту:

$$r_{\text{др}} = \frac{\rho L_{\text{розр}}}{S_{\text{к}}} = \frac{0.0283 \cdot 3}{2.5} = 0.034 \text{ Ом}$$

де ρ - питомий опір матеріалу жил кабелю, $\rho = 0.0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$

$L_{\text{розр}}$ - розрахункова довжина контрольного кабелю;

$S_{\text{к}}$ - переріз контрольного кабелю, мм^2

Вторинне навантаження складає:

$$r_2 = 0.024 + 0.1 + 0.034 = 0.158 \text{ Ом}$$

Повний опір вторинного навантаження ТС за номінальної потужності:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{30}{5^2} = 1.2 \text{ Ом}$$

Звідси випливає, що:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$1.156 \leq 1.2 ,$$

отже, навантаження на обраному ТС входить у задане значення.

У колі лінії відходів 10 кВ встановимо трансформатор струму типу ТОЛ-10 для включення вимірювальних приладів і релейного захисту лінії.

Порівняємо розрахункові та каталожні дані (таблиця 3.8).

Таблиця 3.8 – Параметри навантаження вторинної обвитки ТС .

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 617.2 \text{ А}$	$I_{1ном} = 750 \text{ А}$
$i_y = 31.9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 167.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перелік необхідних вимірювальних приладів у колі відходящих ліній, 10кВ вибираємо по ПУЕ, схема включення приладів показана на рис. 3.6.

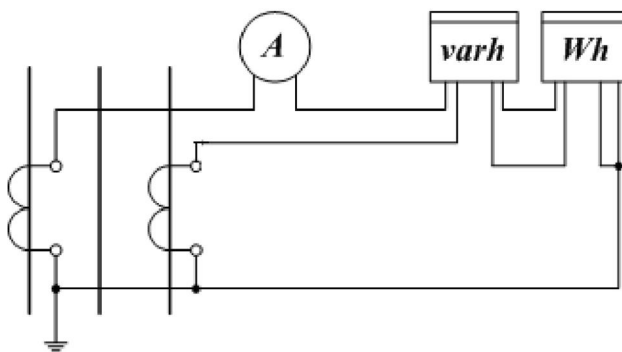


Рисунок 3.6 – Схема підключення вимірювальних приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення і каталожними даними приладів, визначимо навантаження фаз для найбільш навантаженого трансформатора струму.

Таблиця 3.9 – Вторинне навантаження

Прилад	Навантаження фази, ВА		
	А	В	С
Амперметр	0.5	-	-
Лічильник електроенергії	0.1	-	0.1
Всього	0.6	-	0.1

З таблиці 3.9 видно, найбільш завантажені трансформатори фаз А.

Визначимо загальний опір приладів, де $I_2 = 5 \text{ А}$:

$$r_{\text{прил}} = \frac{5.5}{5^2} = 0.22 \text{ Ом}$$

Допустимий опір проводів де $Z_{2\text{ном}} = 0.4 \text{ Ом}$ для класу точності 0,5;
 $r_{\text{конт}} = 0.05 \text{ Ом}$, оскільки приладів 3:

$$r_{\text{пр}} = 0.4 - 0.22 - 0.05 = 0.13 \text{ Ом}$$

Для підстанції з НН 10 кВ приймаємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтовно довжина якого в осередку на лінії 10 кВ - 4 м, трансформатор струму з'єднаний у неповну зірку, тому $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l$, тоді перетин визначаємо:

$$q = 0.0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4 / 0.13 = 1.508 \text{ мм}^2$$

За умовами механічної міцності приймаємо контрольний кабель АКРВГ перетином 4 мм^2 .

3.10 Вибір трансформаторів напруги

Приймемо до встановлення елегазові трансформатори напруги типу НКГ. Цей трансформатор має дві вторинні обмотки: основну – для підключення кіл вимірювання з класом точності 0,5 та додаткову – для підключення кіл захисту із класом точності 3Р, потужністю 200 ВА.

Вибираємо переріз алюмінієвих з'єднувальних проводів 2 мм^2 .

Вибір трансформатора напруги секції шин 10 кВ

Трансформатор напруги встановлюється на кожній секції шин. Вибрані раніше шафи КРУ комплектуються трансформаторами напруги типу НКГ.

Таблиця 3.10 – Навантаження ТН серії НКГ

Прилад	S, ВА	Число приладів	Потужність, ВА
Вольтметр	4	1	4
Ватметр	2.5	6	15
Варметр	2.5	5	12.5
Лічильник активної/реактивної енергії	7.5	2	15
Всього			46.5

Номинальна потужність вторинних обмоток у класі точності 0,2 становить 30 ВА. Таким чином, три трансформатори напруги складуть потужність, рівну 90 ВА. Отже, обраний ТН проходить перевірку щодо вторинного навантаження.

3.11 Вибір схеми живлення власних потреб підстанції

3.11.1 Визначення потужності споживачів власних потреб

Приймачами енергії системи власних потреб підстанції є електродвигуни системи охолодження трансформаторів; пристрої обігріву вимикачів, шаф; електродвигуни приводів вимикачів та роз'єднувачів; компресорні установки; освітлення та опалення; система заряджання акумуляторних батарей; система пожежогасіння. Найбільш відповідальні споживачі – оперативні кола, система зв'язку, телемеханіки, система охолодження трансформаторів, аварійне освітлення, система пожежогасіння, електроприймачі компресорної. Потужність споживачів власних потреб невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220, яка живиться від понижуючих трансформаторів.

На всіх підстанціях необхідно встановлювати щонайменше два трансформатори власних потреб (ТВП).

Визначимо кількість комірок КРП 10 кВ.

Таблиця 3.11 – Кількість комірок КРП 10 кВ.

Призначення	Кількість
Введення 1-2 секції	2
Секційний вимикач	1
Секційний роз'єднувач	1
ТСН1 та ТСН2	2
ТН 1-2 секції	2
Приєднання, що відходять	6
Всього	14

Визначимо сумарне активне навантаження.

Таблиця 3.12 – Сумарне навантаження

Вид споживача	Потужність на одиницю, кВт	Кількість	Потужність, кВт
Охолодження трансформаторів	2	2	4
Підігрів вимикачів	1.8	7	12.6
Підігрів осередків КРП 10 кВ	1	14	14
Споживання ЗПК	60	1	60
Споживання ЗРП	10	1	10
Освітлення ВРП	5	1	5
Маслогосподарство	75	1	75
Підзарядно-зарядний агрегат АБ	25	2	50
Всього			230.6

3.11.2 Вибір трансформатора власних потреб

Визначимо повну потужність навантаження ВП за формулою:

$$S_{CH} = k_c \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}$$

де $k_c = 0.8$ - коефіцієнт попиту;

P_{Σ} – сумарне активне навантаження, кВт;

$$S_{CH} = 0.8 \cdot \frac{230.6}{0.9} = 205 \text{ кВА}$$

Вибираємо ТВП КТП-250-2500/6(10)/0,4 УЗ, виробництва ТОВ «Електросервіс».

3.11.3 Вибір схеми живлення споживачів власних потреб

На підстанціях із постійним оперативним струмом трансформатори власних потреб приєднуються до шин 10 кВ.

Шини 0,4 кВ секціонуються збільшення надійності електропостачання власних потреб; секційний роз'єднувач нормально розімкнутий.

Кола та апарати власних потреб захищаються плавкими запобіжниками.

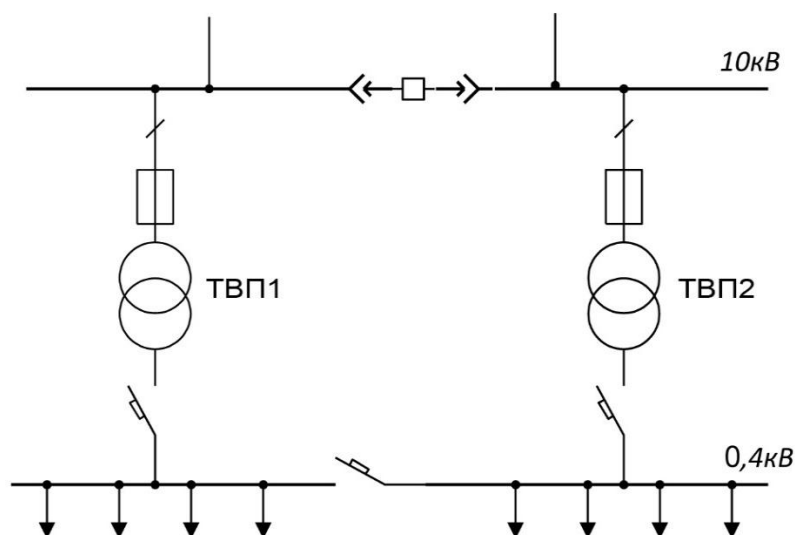


Рисунок 3.7 – Схема живлення власних потреб підстанції

3.12 Вибір акумуляторної батареї на підстанції

Як джерело оперативного струму для живлення пристроїв управління, автоматики, сигналізації та релейного захисту елементів головної схеми електричних з'єднань та основної напруги власних потреб станції, а також як аварійне джерело для живлення електродвигунів резервних особливо відповідальних механізмів власних потреб, перетворювачів пристроїв зв'язку та аварійного освітлення на електростанціях передбачається встановлення акумуляторних батарей напругою 220 В.

Місткість акумуляторної батареї визначається тривалістю живлення навантаження електродвигунів, навантаження аварійного освітлення та перетворювальних агрегатів. Номер батареї, вибраний за умовами живлення тривалого навантаження, повинен перевірятися за рівнем напруги на шинах під час сумарного пускового та тривалого навантаження. При цьому повинні враховуватися пускові характеристики електродвигунів постійного струму, що одночасно включаються, і сумарні струми приводів вимикачів.

На підстанціях 110 кВ і вище, як правило, застосовується оперативний постійний струм (ОПС) напругою 220 В. Джерелом напруги ОПТ служить

аккумуляторна батарея (АБ), що працює із зарядно-зарядним агрегатом (ЗПА) в режимі постійного підзаряду.

На підстанціях 110...220 кВ встановлюється одна АБ і два зарядно-підзарядні агрегати.

Розрахунок аккумуляторної батареї:

- число основних елементів n_0 , що приєднуються до шин аккумуляторної батареї в режимі постійного заряджання:

$$n_0 = \frac{U_{III}^{\max}}{U_{ПЗ}} = \frac{230}{2.23} = 103 \text{ елементи}$$

де $U_{III}^{\max}$ - максимальна напруга на шинах батареї (230 В);

$U_{ПЗ}$ - напруга на елементі у режимі підзаряду (2,23).

- у режимі повного заряду при максимальній напрузі на елементі $U_e^{\max} = 2.35 \text{ В}$ до шин приєднується мінімальна кількість елементів $n_{\min}$

$$n_{\min} = \frac{U_{III}}{U_3} = \frac{230}{2.35} = 98 \text{ елементів}$$

- у режимі аварійного розряду при напрузі на елементі $U_e^{\min} = 1.75 \text{ В}$, а на шинах батареї не нижче від номінального $U_{III}^{\min} = 200 \text{ В}$ до шин підключається загальна кількість елементів n :

$$n = \frac{220}{1.75} = 125 \text{ елементів}$$

- до тиристорного зарядно-підзарядного агрегату приєднується:

$$n_{zn} = n - n_{\min} = 27 \text{ елементів}$$

При визначенні типу елемента аккумулятора необхідно знати навантаження батареї в аварійному режимі $I_{ав}$. Вона складається із навантаження постійно підключених споживачів I_n та тимчасового навантаження I_m споживачів, які підключені в аварійному режимі.

Для аккумуляторів типу Varta типовий номер визначають за допустимим струму розряду $I_{розр}$ при півгодинному режимі розряду:

$$I_{розр} \geq 1.05 \cdot I_{ав}$$

де $I_{ав} = I_n + I_m$ - - навантаження півгодинного (годинного) аварійного розряду, що встановився, А;

значення постійно включеного навантаження для підстанцій 110...500 кВ - 15...25 А;

тимчасове навантаження для підстанцій 110...500 кВ можна прийняти рівним 65...75А

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ А}$$

За таблицею характеристики елементів VARTA bloc (таблиця 5, [3]) вибираємо тип акумуляторної батареї:

$$Vb 2305: \quad I_{розр} = 222.5 \text{ А}$$

Умовне позначення акумуляторів серії VARTA bloc:

Vb – стаціонарні, закритого виконання;

2 - Напруга, В;

3 – Тип позитивних електродів $3 = 50 \text{ А} \cdot год$;

05 - Число позитивних електродів.

- вибраний акумулятор перевіряється за найбільшим пусковим струмом:

$$I_{розр(30^\circ)} \geq I_{n.\max}$$

де $I_{розр(30^\circ)}$ - розрядний струм у режимі тридцятисекундного розряду;

$I_{n.\max} = I_{ав} + I_{np}$ - максимальний пусковий струм;

I_{np} - струм, який споживається електромагнітними приводами вимикачів, що включаються в кінці аварійного режиму. Враховується одночасне увімкнення двох вимикачів.

За таблицею технічної характеристики елегазового вимикача ВГБУ110 струм споживання електромагніту включення та відключення - $I_{np} = 2.3 \text{ А}$

$$I_{n.\max} = I_{ав} + I_{np} = 80 + 2 \cdot 2.3 = 84.6 \text{ А}$$

Для батареї типу Vb 2305: $I_{розр(30^\circ)} = 650 \text{ А}$

Тобто умова $I_{розр(30'')} \geq I_{n.max}$ виконується, отже батарея цього типу підходить для установки на підстанції.

- Виконують перевірку батареї щодо відхилення напруги на шинах, що допускається, в умовах найбільшого пускового струму:

Струм розряду, віднесений до однієї пластини акумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m.max}}{k}$$

Для батареї типу Vb 2305 кількість пластин = 5.

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m.max}}{k} = \frac{84.6}{5} = 16.92 \text{ A}$$

За рис. 3 [3], на якому представлені криві залежності напруги на акумуляторі типу Varta з пластинами ємністю 50 і 100 $A \cdot год$ відповідно від струму розряду в розрахунку на одну пластину k , визначаємо U_p .

Для батареї типу Vb 2305 з ємністю пластини = 50 $A \cdot год$, $U_p = 1.8 \text{ B}$

За відомою величиною U_p визначають залишкову напругу на шинах:

$$U_{зал} = U_p \cdot n, \text{ B}$$

$$U_{зал} = 1.8 \cdot 125 = 225 \text{ B}$$

Знаючи загальну кількість послідовних елементів n визначають відхилення напруги, %, на акумуляторах:

$$\frac{U_{ном} - U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2.2\%$$

- Визначення потужності підзарядного пристрою:

1. Струм підзарядного пристрою:

$I_{nz} = 0.025 \cdot k + I_n$ - для акумуляторів типу Varta з пластинами ємністю 50 $A \cdot год$;

$$I_{nz} = 0.025 \cdot 5 + 15 = 15.125 \text{ A}$$

2. Напруга підзарядного пристрою:

$U_{nz} = 2.23 \cdot n_0$ для акумуляторів типу Varta;

$$U_{nz} = 2.23 \cdot 103 = 229.69 \text{ B}$$

3. Потужність підзарядного пристрою:

$$P_{nz} = U_{nz} \cdot I_{nz}$$

$$P_{nz} = 229.69 \cdot 15.125 = 3474 \text{ Вт} = 3.47 \text{ кВт}$$

4. Зарядний пристрій розраховується на струм заряду:

$I_z = 5 \cdot k + I_n$ для акумуляторів типу Varta з пластинами ємністю 50 А·год;

$$I_z = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А}$$

5. Напруга акумулятора в кінці заряду:

$$U_z = 2.75 \cdot n$$

$$U_z = 2.75 \cdot 125 = 343.75 \text{ В}$$

6. Потужність зарядного пристрою:

$$P_z = U_z \cdot I_z$$

$$P_z = 40 \cdot 343.75 = 13750 \text{ Вт} = 13.75 \text{ кВт}$$

Вибираємо підзарядний пристрій ВА3П-380/260-40/80 на струм 40-80 А.

3.13 Висновки до розділу 3

В даному розділі розглянуто розроблено проект підключення нової підстанції 110/10 кВ. Для нової підстанції обрано схеми РП ВН та НН – «4Н-два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній» для 110 кВ та «Одна секційована вимикачем система шин» для 10 кВ відповідно. Також пораховані та обрані до встановлення два силові трансформатори ТРДН-25000 110/10/10, вимикачі 110 кВ, та вимикачі 10 кВ, та інше електрообладнання.

Також розроблено схему власних потреб підстанції та вибрано трансформатор власних потреб.

Здійснено вибір акумуляторної батареї на підстанції.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Вимоги до персоналу для обслуговування резервної електростанції

Вимоги до персоналу, який обслуговує резервну дизельну електростанцію прирівнюються до вимог, що пред'являються до електротехнічного персоналу, обслуговуючого електроустановки до 1000 В.

Експлуатацію резервної електростанції повинні здійснювати працівники, що мають групу із електробезпеки II - V, що досягли 18-річного віку, пройшли теоретичну і практичну підготовку, придатні за станом здоров'я.

Стан здоров'я електротехнічного персоналу визначають медичним оглядом при прийомі на роботу, а потім періодично 1 раз в два роки. Перелік медичних протипоказань до допуску на роботи із обслуговування діючих електричних установок визначений наказом Міністерства охорони здоров'я.

Підготовка і навчання новоприбулого персоналу для обслуговування електроустановки, має свої особливості. До призначення на самостійну роботу, пов'язану з експлуатацією, персонал повинен пройти виробниче навчання на новому місці роботи. Під час такого навчання, в наданий термін, він повинен набути практичних навичок, ознайомиться з устаткуванням, апаратурою і вивчити в необхідному, для цієї посади, об'ємі ПТЕ, ПТБ, ПУЕ, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції по охороні праці, а також додаткові правила, нормативні документи, діючі на підприємстві.

Навчання проводять за затвердженою програмою під керівництвом досвідченого працівника з електротехнічного персоналу. Програму навчання встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство підприємства.

Особа, що навчається може виконувати оперативні перемикання, огляди або інші роботи в електроустановці тільки з дозволу і під наглядом керівника. Відповідальність за правильність дій і дотримання ПТЕ і ПТБ несуть керівник і сама особа, що навчається.

Після закінчення виробничого навчання особа, що навчається проходить перевірку знань в кваліфікаційній комісії підприємства, в необхідному для цієї посади об'ємі. При успішній перевірці знань йому привласнюється відповідна група по електробезпеці і видається посвідчення встановленої форми.

Після перевірки знань особа, що навчається стажується на робочому місці (дублювання) тривалістю не менше двох тижнів, після чого він може бути допущений до самостійної роботи. Допуск до самостійної роботи оформляється відповідним розпорядженням по підприємству.

Перевірка знань ПТЕ, ПТБ, посадових і експлуатаційних інструкцій і інших керівних документів усього персоналу проводиться кваліфікаційною комісією підприємства, у складі трьох чоловік.

Для електротехнічного персоналу обслуговуючого діючу електроустановку або що проводить в ній налагоджувальні, електромонтажні, ремонтні роботи або профілактичні випробування перевірка знань встановлена з періодичністю один рік.

Усі роботи, пов'язані з експлуатацією резервної електростанції повинні оформлятися нарядом або розпорядженням, в установленому порядку.

Будь-якому виконанню робіт по наряді або розпорядженню повинен передувати цільовий інструктаж, що передбачає вказівки по безпечному виконанню конкретної роботи в послідовному ланцюзі від того, що видало наряд, розпорядження, що віддало, до члена бригади (виконавця).

Без проведення інструктажу допуск до роботи не дозволяється.

Виконання деяких робіт на приєднаннях резервної електростанції допускається в порядку технічної експлуатації, але персоналом, за яким закріплено це устаткування і якщо дотримані наступні вимоги:

- перелік робіт, що виконуються в порядку технічної експлуатації міститься в заздалегідь розробленому і затвердженому керівником підприємства або особою відповідальною за електрогосподарство, переліку дозволених робіт;
- враховані умови забезпечення безпеки і можливості одноосібного виконання конкретних робіт.

При виконанні робіт, усьому електротехнічному персоналу, обслуговуючому резервну електростанцію, необхідно використати основні і додаткові засоби захисту.

Основними електрозахисними засобами, вживаними в електроустановках до 1000 В, є: ізолюючі штанги, покажчики напруги, діелектричні рукавички, слюсарно-монтажний інструмент з ізолюючим руків'ям.

В якості додаткових електрозахисних засобів в електричних установках до 1000 У використовуються діелектричні калоші, діелектричні килимки, переносні заземлення, що ізолюють підставки і накладки, що захищають пристрої, плакати.

Кожен працівник, що виявив порушення справжніх правил, а також що помітив несправності електроустановок або засобів захисту, повинен негайно повідомити про це своєму безпосередньому керівникові.

Працівники усіх рівнів, що порушують законодавство про працю, правила і норми охорони праці, не виконуючі свої посадові обов'язки і приписи органів державного нагляду і контролю, накази і розпорядження керівництва підприємства, несуть відповідальність у встановленому законом порядку.

4.2 Заходи із безпечного увімкнення резервної електростанції в роботу

Управління резервної електростанції передбачає два режими запуску генератора, ручний і автоматичний. Вибір режиму, необхідного для роботи агрегату робиться за допомогою ключа, розташованого на щиті управління електроустановки.

Безпосередньо перед пуском електростанції, як в ручному режимі, так і в автоматичному, необхідно переконатися, що в підшипниках генератора є достатня кількість мастила, щітки опущені і лежать на колекторі збудника.

Світлові індикатори на щиті управління вказують про відсутність вторинної напруги на резервованих лініях приєднання, а індикатор, що вказує на несправність в схемі захисту генератора, не горить.

Електронна схема електростанції передбачає захист на відключення генератора і припинення подання палива в систему двигуна при підвищенні вібрації ротора, при неприпустимих підвищеннях температура обмоток статора, підшипників і так далі

Але навіть при значимому захисті електростанції при розвороті генератора аж до моменту, коли його ротор досягне номінальної частоти обертання, необхідно прислухатися до роботи установки і спостерігати за щітками. За відсутності в електростанції дефектів не повинні виникати сторонні шуми, а щітки вібрувати.

Підвищена вібрація щіток може бути викликана послабленням кріплення щіткотримача, установка щіток не по тій, що утворює колектора, загальною підвищеною вібрацією машини і іншими причинами.

У вказаних випадках генератор має бути негайно зупинений і знову запущений в роботу тільки після усунення виявленого і усуненого дефекту.

Враховуючи призначення електростанції і специфіку її роботи необхідно відмітити, що для неї автоматичний режим очікування є постійним, а тому вимоги до неї набагато вищі, ніж до іншого устаткування.

Роботи, що проводяться по підтримці працездатності електростанції, є постійними і проводяться в терміни, встановлені інструкцією на це устаткування.

До таких робіт відносяться:

- перевірка надійності заземлення корпусу і апаратури управління;
- перевірка справності схем захисту;
- перевірка на справність апаратури управління;
- перевірка цілісності ізоляції струмоведучих частин.

При виконанні будь-яких робіт, пов'язаних з безпосереднім обслуговуванням дизель-агрегату ключ вибору режимів роботи електростанції має бути в положенні ручного пуску.

При появі несправностей, які можуть привести до аварій, виходу з ладу устаткування або каліцтва людей, слід негайно застосувати заходи до їх усунення.

4.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Проблема запобігання виникнення надзвичайних ситуацій техногенного походження та ліквідації їх наслідків в Україні є однією з найактуальніших.

Керівництво підприємств, установ та організацій незалежно від форм власності і підпорядкування забезпечує своїх працівників засобами індивідуального та колективного захисту, організовує здійснення евакуаційних заходів, створює сили для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та забезпечує їх готовність до практичних дій, виконує інші заходи з ЦО і несе пов'язані з цим матеріальні та фінансові витрати.

Сутність рятувальних та інших невідкладних робіт – це усунення безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей, відновлення життєзабезпечення населення, запобігання або значні зменшення матеріальних збитків. Рятувальні та інші невідкладні роботи включають також усунення пошкоджень, які заважають проведенню рятувальних робіт, створення умов для наступного проведення відновлювальних робіт. РіНР поділяють на рятувальні роботи та невідкладні роботи.

До рятувальних робіт відносять:

- розвідка маршруту руху сил, визначення обсягу та ступеню руйнувань, розмірів зон зараження, швидкості і напрямку розповсюдження зараженої хмари чи пожежі;
- локалізація та гасіння пожеж на маршруті руху сил та ділянках робіт;
- визначення об'єктів і населених пунктів, яким безпосередньо загрожує небезпека;
- визначення потрібного угруповання сил і засобів запобігання і локалізації небезпеки;
- пошук уражених та звільнення їх з-під завалів, пошкоджених та палаючих будинків, із загазованих та задимлених приміщень;
- розкриття завалених захисних споруд та рятування з них людей;
- вивіз або вивід населення із небезпечних місць у безпечні райони;

- організація комендантської служби, охорона матеріальних цінностей і громадського порядку;
- відновлення життєздатності населених пунктів та об'єктів;
- санітарна обробка уражених;
- знезараження одягу, взуття, засобів індивідуального захисту, територій, споруд, а також техніки;
- соціально-психологічна реабілітація населення.

До невідкладних робіт відносять:

- прокладання колонних шляхів та улаштування проїздів (проходів) у завалах та на зараженій території;
- локалізація аварій на водопровідних, енергетичних, газових і технологічних мережах;
- ремонт та тимчасове відновлення роботи комунально-енергетичних систем та мереж зв'язку для забезпечення рятувальних робіт;
- зміцнення або руйнування конструкцій, які загрожують обвалом і безпечному веденню робіт;

РіНР здійснюють у три етапи. На першому етапі вирішуються завдання:

- щодо екстреного захисту населення;
- з запобігання розвитку чи зменшення впливу наслідків;
- з підготовки до виконання РіНР.
- Основними заходами щодо захисту населення є:
- оповіщення про небезпеку;
- використання засобів захисту;
- додержання режимів поведінки;
- евакуація з небезпечних у безпечні райони;
- здійснення санітарно-гігієнічної, протиепідемічної профілактики і надання медичної допомоги;
- локалізація аварій;
- зупинка чи заміна технологічного процесу виробництва;
- попередження (запобігання) і гасіння пожеж.

На другому етапі проводять:

- пошук потерпілих;
- витягання потерпілих з-під завалів, з палаючих будинків, пошкоджених транспортних засобів;
- евакуація людей із зони лиха, аварії, осередку ураження;
- надання медичної допомоги;
- санітарна обробка людей;
- знезараження одягу, майна, техніки, території;
- проведення інших невідкладних робіт, що сприяють і забезпечують здійснення рятувальних робіт;
- надання потерпілим першої допомоги та евакуація їх (при необхідності) у лікувальні заходи.

На третьому етапі вирішуються завдання щодо забезпечення життєдіяльності населення у районах, які потерпіли від наслідків НСБ

- відновлення чи будівництво житла;
- відновлення енерго-, тепло-, водо- та газопостачання, ліній зв'язку;
- організація медичного обслуговування;
- забезпечення продовольством і предметами першої необхідності;
- знезараження харчів, води, фуражу, техніки, майна, територій;
- соціально-психологічна реабілітація;
- відшкодування збитків;

Відновлювальні роботи ЦО не виконує, їх здійснює спеціально створені підрозділи (бригади). Залежно від рівня надзвичайної ситуації (загальнодержавного, регіонального, місцевого, чи об'єктового) для проведення РіНР залучають сили та засоби ЦО центрального, регіонального або об'єктового підпорядкування.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі проведено дослідження режимів роботи розподільчої мережі 110 кВ із розробкою підстанції 110/10 кВ.

Виконано аналіз режимів існуючої мережі 110 кВ. У ході аналізу було ухвалено рішення про заміну повітряних ЛЕП у мережі на провід з більшим перетином, також вирішено замінити силові трансформатори на підстанції. Вибрані для встановлення силові трансформатори на нових об'єктах.

Після цього було складено 6 варіантів розвитку мережі, з яких було вибрано два варіанти. Для цих варіантів було проведено аналіз, у ході якого зроблено висновки про модернізацію кожного варіанта. Після модернізації визначено одну схему, для якої виконано остаточний розрахунок режимів – максимальних, мінімальних навантажень та найважчого післяаварійного режиму. Здійснено розрахунки для забезпечення необхідної напруги в мережі і вибір відпайки трансформаторів.

Розроблено проект підключення нової підстанції 110/10 кВ. Для нової підстанції обрано схеми РП ВН та НН – «4Н-два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній» для 110 кВ та «Одна секційована вимикачем система шин» для 10 кВ відповідно. Також пораховані та обрані до встановлення два силові трансформатори ТРДН-25000 110/10/10, вимикачі 110 кВ та вимикачі 10 кВ, а також інше електрообладнання.

Розроблено схему власних потреб підстанції та вибрано трансформатор власних потреб.

Проведено вибір акумуляторної батареї на підстанції.

При реконструкції трансформаторної підстанції враховані всі сучасні вимоги до електричних мереж та норми показників якості електроенергії. Важливим фактором є також вибір найбільш доцільної схеми електропостачання. Економічні критерії та забезпечення надійної роботи системи електропостачання враховані під час її реконструкції.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бабюк, С. М., Клебан, К. М., & Танасійчук, В. В. (2021). Шляхи підвищення надійності електропостачання. Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 5-6.
2. Дмитренко, О. О., & Шкурат, А. І. (2018). ВІТЧИЗНЯНІ МІКРОПРОЦЕСОРНІ ПРИСТРОЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 88-90.
3. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с. – Бібліогр.: с. 92 – 102.
4. Матеєнко, Ю. П., & Афанасьєв, М. Ю. (2016). КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ДО ОЦІНКИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 130-132.
5. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2010, IDT) : ДСТУ EN 50160: 2014. – [Чинний від 2014-10-01]. – К.Мінекономрозвитку України, 2014. – 33 с. – (Національний стандарт України)
6. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
7. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок (укр)
8. ДБН В.2.5-23:2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : Державні будівельні норми і правила // ДП "Укрархбудінформ". Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 169 с.
- 9.

10. Bohdan Orobchuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Serhii Babiuk, Vadym Koval (2023) Development of the reactive power compensation laboratory bench and its integration into the training simulator of dispatch control system. The 3rd International Workshop on Information Technologies: Theoretical and Applied Problems 2023 (ITTAP 2023). Ternopil, Ukraine, November 22-24, 2023, Vol. 3628, Pages 574-585.

11. Технічна політика: Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. 250 с.

12. Циганенко, Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи / Циганенко Борис Володимирович. – Київ, 2017. – 23 с.

13. Дмитро Чаплій, Сергій Бабюк. Використання гібридного гістерезисного контролю для покращення характеристик LLC перетворювачів. Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки. 2024;337(3(2)):119-125. doi:10.31891/2307-5732-2024-337-3-17

14. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.

15. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : Навч. посіб. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик; Вінниц. держ. техн. ун-т. - Вінниця, 2002. - 111 с. 77 23

16. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навч. посіб. [для студ. електротехн. спец. вищ. навч. закл.] / В. М. Буряк. — 2-ге вид., переробл. та випр. — Х. : Тимченко, 2008.

17. Зорін В.В., Штогрін Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл.— Ніжин ТОВ “Видавництво”Аспект-поліграф”, 2011. – 248 с.

18. Serhiy Babiuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Yaroslav Osadtsa. Algorithms for automatic of metrological characteristics of transducers. Scientific Journal of TNTU. - 2022. - Vol. 107. P. 67-75.

19. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.

20. Бабюк, С. М., & Хлопик, В. В. (2019). Актуальність задачі відновлення електропостачання знеструмлених споживачів трансформаторних підстанцій. Збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 7-7.

21. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.

22. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 82-83.

23. Orobchuk, B., Buniak, O., Sysak, I., Babiuk, S., Bodnarchuk, I., & Koval, V. (2024). Development of Software for the Implementation of Automated Reserve Input Modes Operation.

24. Коваль В.П. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с.

25. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.