

ЖИТОМИРСЬКИЙ АГРОТЕХНІЧНИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ

Відділення "Інженерної інфраструктури та комп'ютерних наук"

Кафедра "Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка"

До захисту допущено
завідувач кафедру
І.В. Нездвєцька
"_____" _____ 2024 року

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

освітньо-професійного ступеня "фаховий молодший бакалавр"

спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

на тему: "**Проект модернізації розподільчого пункту з удосконаленням
системи захисту**"

Виконав: студент IV курсу, групи Е-41

спеціальності

141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

_____ Власенко Є. І.

Керівник роботи к.т.н., доц. _____ Нездвєцька І.В.

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

м. Житомир – 2024 року

АНОТАЦІЯ

У даній випускній кваліфікаційній роботі виконано проект з реконструкції розподільчого пункту підстанції 110/10 кВ. Зроблено аналіз елементів і обладнання підстанції. Виходячи з якого, був проведений вибір головної електричної схеми вищої напруги, силових трансформаторів, комутаційної апаратури, струмоведучих частин, ізоляторів, засобів контролю і вимірювань.

Для захисту і автоматики приєднань підстанції проведений вибір відповідного стандартного обладнання для РП. Вибрано типи і термінали захистів трансформатора, ліній, вимикачів і шин. Проаналізовано функціональні можливості вибраних терміналів, обґрунтовано заміну пристроїв релейного захисту на мікропроцесорні пристрої в РП.

Для автоматизованої системи управління технологічним процесом на підстанції вибрано програмно-технічний комплекс на базі цифрових пристроїв релейного захисту і телемеханіки.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 АКТУАЛЬНІСТЬ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	5
1.1 Технологічні втрати електроенергії.....	5
1.2 Основні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в мережах.....	7
Висновки по розділу 1.....	10
2 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ.....	12
2.1 Аналіз проектованої підстанції та перспективи модернізації....	12
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	13
Висновок по розділу 2.....	21
3 ВИБІР ОСНОВНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ЕЛЕМЕНТІВ НА ПІДСТАНЦІЇ.....	22
3.1 Вибір вимикачів.....	22
3.2 Вибір роз'єднувачів.....	24
3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	26
3.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	27
3.5 Вибір розрядників.....	28
4 РОЗРОБКА ТА УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ЗАХИСТІВ.....	29
4.1 Порівняльний аналіз існуючих систем.....	29
4.2 Структурна схема дистанційного захисту.....	33
4.3 Опис процесу роботи дистанційного захисту.....	36
4.4 Обґрунтування вибору реле опору.....	37
4.5 Пускові пристрої дистанційного захисту.....	40
4.6 Мікропроцесорний дистанційний захист.....	44
5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	54
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	54
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	56
5.3 Пожежна безпека.....	60
ВИСНОВКИ.....	62
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	63

ВСТУП

Актуальність досліджень. У зв'язку зі зростанням навантаження, в основному за рахунок збільшення кількості промислових підприємств та приєднання інших споживачів електроенергії, мережа електропередачі 110 кВ потребує відповідного розвитку.

Зношеність значної частини обладнання енергетичного сектору, невідповідність сучасним режимам експлуатації та негативний вплив людського фактору призводять до перерв у нормальних процесах роботи енергосистеми, погіршення якості електроенергії, надійності та безпеки електропостачання, що, в свою чергу, призводить до нових втрат. Тому будівництво та експлуатація систем електропостачання потребує нових технологій та інженерних рішень.

Значна частина електроенергії втрачається ще до того, як вона потрапляє до споживача. Якщо розглядати втрати за класами напруги, то найбільші втрати відбуваються на напругах 110-150 кВ та 6-10 кВ. Актуальним завданням сьогодення є забезпечення стабільної роботи системи електропостачання та оптимізація втрат електроенергії в ній.

Одними з найбільш ефективних заходів з оптимізації втрат електроенергії є схемотехнічні та режимні заходи. Однак ці заходи наразі часто реалізуються оперативним персоналом і не завжди відповідають технічним вимогам.

Метою роботи є удосконалення системи релейного захисту розподільчого пристрою енергетичного об'єкта (підстанції 110/10 кВ), яка дозволить вирішити скорочення втрат електроенергії та заміну дій оперативного персоналу.

1 АНАЛІЗ ПЕРЕДУМОВ ВТРАТ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Технологічні втрати електроенергії

Втрати електроенергії зумовлені фізичними процесами, що відбуваються під час її передачі і залежать від технічних характеристик ліній електропередачі та обладнання, режимів роботи, враховуючи витрати електроенергії на власні потреби підстанції. Існує певна залежність між вартістю мережі електропередачі та втратами енергії в мережі електропередачі, що залежить від економічної ефективності мережі електропередачі. Закономірним стає факт, що втрати зменшуються зі збільшенням вартості мережі і, навпаки, втрати енергії зростають при менш капіталомістких технічних рішеннях. Зазвичай, передавальні мережі проектується таким чином, щоб співвідношення цих двох показників було оптимальним. Однак зі збільшенням навантаження з часом втрати енергії зростають і це співвідношення погіршується. Тому важливо управляти рівнем втрат енергії як одним з показників ефективності роботи мережі передачі.

Втрати електроенергії спричинені наступними факторами:

1. високі темпи зносу енергетичного обладнання;
2. неефективне використання палива;
3. низький рівень автоматизації;
4. повільний технологічний розвиток.

Оптимізація втрат електроенергії здійснюється за чотирма основними напрямками:

- 1) зменшення власних витрат електроенергії на підстанціях;
- 2) будівництво, реконструкція та розвиток мереж електропередачі;
- 3) введення в експлуатацію нових енергозберігаючих установок та виведення з експлуатації неефективних установок;

4) оптимізація схем і режимних параметрів в оперативному управлінні електромережею.

Системи автоматичного управління системою електропостачання дають змогу точніше розраховувати обсяг втрат електроенергії та їхню структуру, а також зменшувати їхню кількість, а цифрова трансформація підвищує надійність енергосистеми та якість її управління.

Технічні втрати електроенергії (рис. 1.1) складаються з технічних втрат в лініях електропередачі та електроустановках, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та похибок в системах обліку електроенергії. У таблиці 1.1 наведено значення втрат електроенергії відповідно до класу напруги.

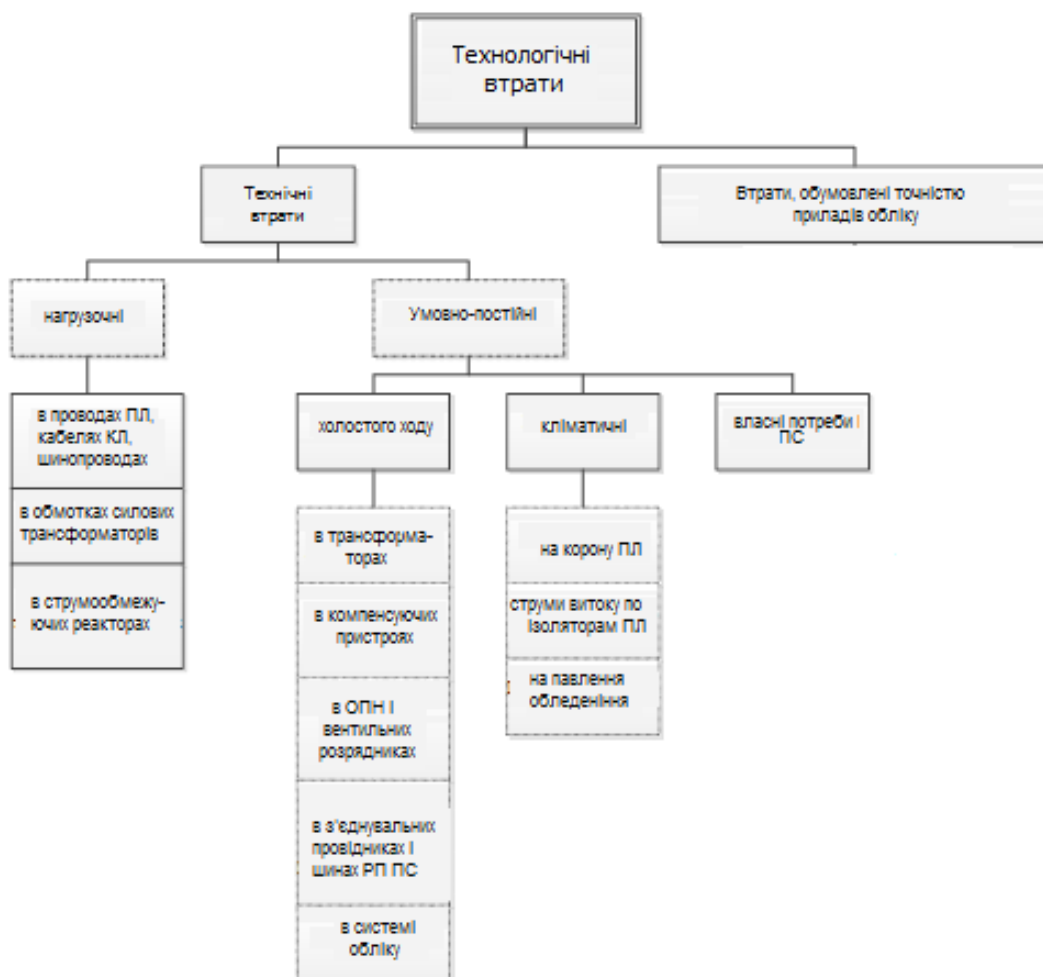


Рисунок 1.1 – Структура технологічних втрат електроенергії

Таблиця 1.1 – Значення втрат електроенергії в мережах з різною напругою [1]

Напруга, кВ	0,4	6-10	20-35	110-150	220-330	500-750
Втрати електроенергії, %	0,5-1,5	2,5 - 3,5	0,5-1,0	3,5-4,5	2,5-3,5	0,5-1,0

Таблиця 1.2 – Структура втрат електроенергії в ЕЕС [1]

Складові мережі	Втрати електроенергії		
	Змінні втрати, %	Умовно-постійні втрати, %	Всього, %
ЛЕП	60	5	65
ПС, в тому числі:	15	20	35
- трансформатори	15	15	30
- втрати на СН	-	3	3
- інші елементи	-	2	2
Разом	75	25	100

З аналізу табл. 1.1 і 1.2, походить, що найбільша величина втрат електроенергії припадає на лінії електропередач напругою 110-150 кВ.

1.2 Основні заходи щодо зменшення технічних втрат електроенергії в мережі

Існують різні методи зменшення втрат електроенергії. Залежно від обраного методу, отримані ефекти будуть відрізнятися. Заходи щодо зниження технічних втрат електроенергії можна розділити на три основні групи [7, 8, 10]:

1. Організаційні - оптимізація втрат відбувається безпосередньо в процесі експлуатації і тому не потребує жодних витрат

2. Технологічні - реалізуються під час нового будівництва, реконструкції та модернізації, а тому потребують значних інвестицій.

3. Заходи з удосконалення систем обліку електроенергії (організаційні).

До організаційних заходів відносяться:

1. Забезпечення максимально допустимого рівня напруги в режимі максимального навантаження, тобто номінального рівня напруги в режимі мінімального навантаження

2. Оптимізація режиму роботи електромережі. Такі заходи включають економічний розподіл потужності між енергоблоками електростанцій в енергосистемі, оптимізацію режимів роботи компенсуючого обладнання, трансформаторів та іншого електрообладнання.

3. Управління перетоками потужності в гетерогенних мережах (замкнених мережах, що містять дві або більше номінальних напруг). Ця група заходів включає роз'єднання розподільчої мережі в оптимальному місці та вибір групи з'єднання обмоток телекомунікаційних трансформаторів.

4. Заходи щодо вирівнювання навантаження на кожен фазу мережі передачі.

5. Скорочення тривалості ремонтних робіт та забезпечення виконання ремонтних робіт за графіком.

Технічні заходи з оптимізації втрат електроенергії включають:

1. Підвищення номінальної напруги електромережі - будівництво глибоких високовольтних введів. Крім того, для нових установок може бути обрано обладнання з вищою напругою, ніж в експлуатації.

2. Оптимізація обладнання електромереж - заміна ліній електропередач та кабелів, заміна трансформаторів на трансформатори з РПН, встановлення додаткового обладнання (наприклад, конденсаторних батарей, шунтуючих реакторів), економічне завантаження трансформаторів, встановлення сучасних систем автоматики та релейного захисту, встановлення накопичувачів енергії.

3. Оптимізація мережі передачі. Це включає в себе оптимізацію магістральної мережі та розподільчої мережі.

4. Заходи з удосконалення системи обліку електроенергії: створення та впровадження нового покоління приладів обліку, використання систем векторного обліку, навчання персоналу, створення системи технічного аналізу втрат, її налаштування та виявлення обладнання, що спричиняє найбільші втрати.

Загальна класифікація заходів з оптимізації технічних втрат електроенергії наведена на рис. 1.2.

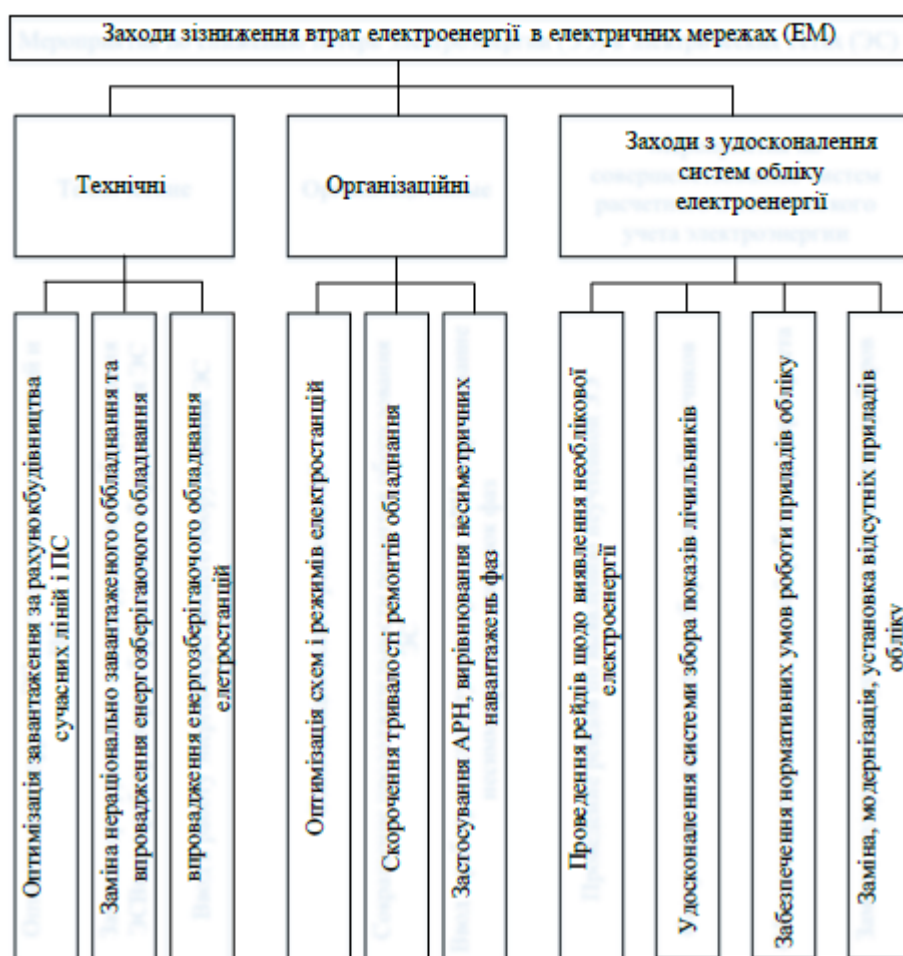


Рисунок 1.2 - Заходи щодо зменшення технічних втрат електроенергії

Найбільш ефективними заходами є зменшення споживання електроенергії на об'єкті, оптимізація стаціонарного режиму за рівнями

реактивної потужності та напруги, а також відключення мережевого обладнання в режимі низького навантаження.

На сьогодні існує низка методів та заходів для оптимізації технологічних втрат електроенергії (рис. 1.2). Всі вони, в першу чергу, спрямовані на підтримання напруги та реактивної потужності мережі на оптимальному рівні, а оптимізація втрат є важливим елементом у цьому випадку. Останні розробки в основному спрямовані на заміну старого обладнання на нове та оптимізацію управління мережею. Варто також зазначити, що всі заходи щодо зменшення втрат електроенергії здебільшого здійснюються диспетчерським персоналом. Людський фактор негативно впливає на управління режимом роботи, оскільки на виконання тих чи інших команд витрачається багато часу. Розробка автоматичних оптимізаторів втрат, які можуть автоматично протидіяти схемам і режимам за заданими алгоритмами, дозволила б більш ефективно вирішувати ті ж самі завдання з оперативним персоналом.

Висновки з розділу 1

Одним з пріоритетних завдань сучасних енергосистем сьогодні є оптимізація втрат електроенергії за рахунок впровадження нових інтелектуальних технологій. Найбільші втрати електроенергії припадають на класи напруги 110-150 кВ та 6-10 кВ.

Найефективнішими заходами з оптимізації втрат електроенергії є зменшення електроспоживання на об'єктах, оптимізація усталеного режиму реактивної потужності та рівнів напруги, а також відключення мережевого обладнання в режимі низького навантаження. Всього цього можна досягти за допомогою ефективних систем, які автоматично керують режимом роботи системи.

2 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

2.1 Аналіз проектованої підстанції та перспективи модернізації

Проектована ПС живиться від мережі 110 кВ. До вузла підключаються дві одноланцюгові ЛЕП 110 кВ: із проводом АС-120/11. На ПС що розглядається маються два класи напруги: висока 110 кВ, і низька 10 кВ.

По конструктивному виконанню розглянута ПС можна віднести до категорії відгалужувальної. По кількості трансформаторів, установлених на підстанції розглянута ПС відноситься до типу двотрансформаторних, оскільки на ній установлені два паралельно працюючі трансформатори двообмоткові з природним охолодженням негорючим рідким діелектриком типу ТРДН-25000/110. Номінальні параметри трансформатора зведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – номінальні параметри трансформатора 110/10 кВ підстанції

Трансформатор	S _н , МВ·А	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _{к%}	Границі регулювання	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _{к%}
ТРДН-25/110	25	115	10,5	10,5	±2÷2,5%	120	36	0,75

ПС є основною ланкою електропостачання. Вона живиться від РТП (районної трансформаторної підстанції) і призначена для електропостачання промислових і сільськогосподарських споживачів. ПС виконана по двотрансформаторній схемі з двома системами збірних шин і однієї обхідний, роз'єднувачами і вимикачами на стороні 110 кВ.

Основними будівельними частинами є спеціальні несучі конструкції опор, до яких кріплять ізолятори струмоведучих частин, а також підстави, на яких встановлюють апарати. Опори виготовляють із залізобетону. Конструкції, на яких установлюють вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму і напруги, розрядники і т.п., звичайно виконують з того ж матеріалу, що й опори.

Силкові кабелі, що відходять від силових трансформаторів, а також контрольно-вимірювальні кабелі прокладають на території розподільного пристрою в тунелях або каналах, закритих зверху плитами. Тунелі, а також канали і їхнє покриття виконують з матеріалів які не підтримують горіння.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Складемо схему заміщення і приведемо параметрів схеми до базисних умов.

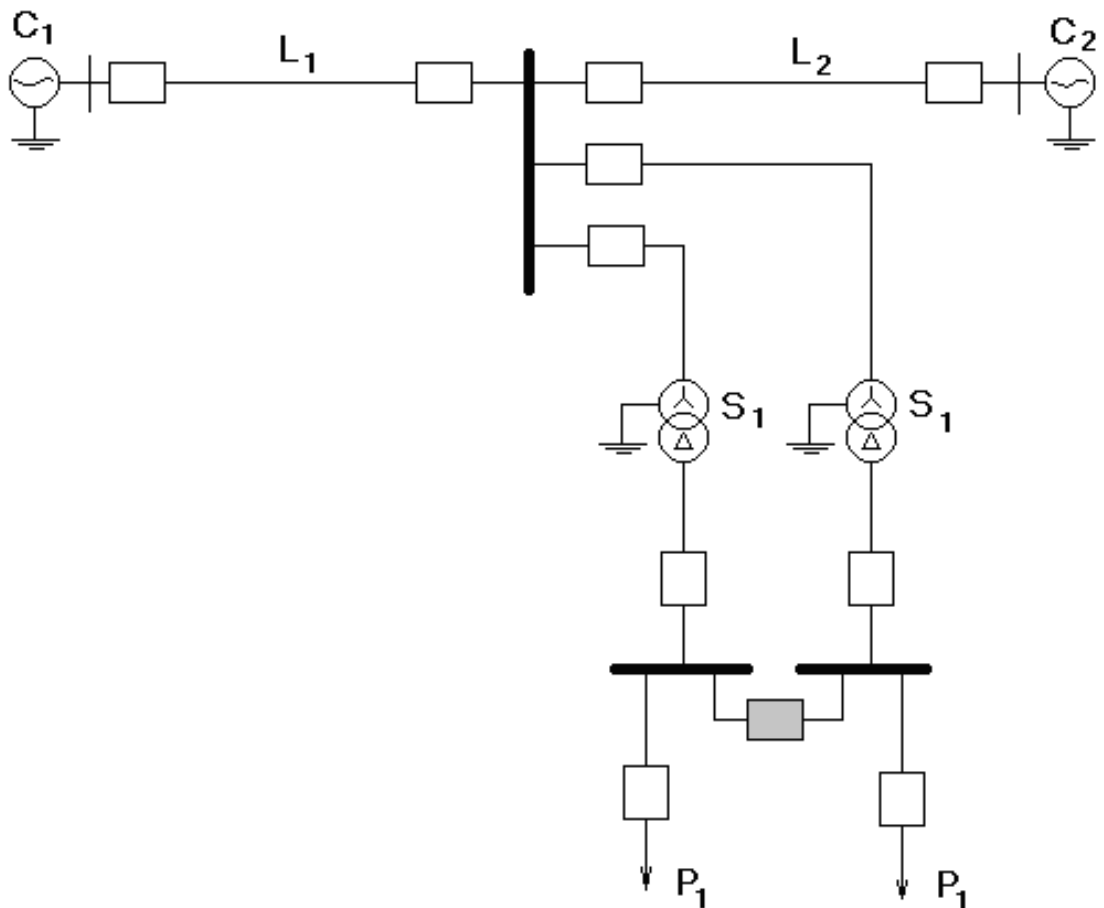


Рисунок 2.1 – Вузол енергосистеми

Таблиця 2.2 – Параметри вузла енергосистеми

L_1	L_2	$S_{кзС1}^{(3)}$	$S_{кзС2}^{(3)}$	X_{0C1}/X_{1C1}	X_{0C2}/X_{1C2}	$S_1, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$P_1, \text{МВт}$
25	25	1250	2100	1,0	0,85	20	12

$$X_{1л}=0,4 \text{ Ом/км.}$$

$$X_{0л}=3,5 \cdot X_{1л}$$

$$\cos\varphi=0,85$$

Розрахунок ведемо в у.о. Приймаємо $S_{\bar{\sigma}}=1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Знайдемо опори систем C_1 і C_2 в у.о.

$$\bar{X}_{1C^*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{кзС}^{(3)}}$$

$$\bar{X}_{1C1^*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{кзС1}^{(3)}} = \frac{1000}{1250} = 0,8;$$

$$\bar{X}_{1C2^*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{кзС2}^{(3)}} = \frac{1000}{2100} = 0,476.$$

Знайдемо опір ліній L_1 і L_2 в у.о. За базисну напругу приймаємо напругу мережі ВН - 110 кВ.

$$\bar{X}_{1L^*} = X_{1л} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{л}^2}$$

$$\bar{X}_{1L1^*} = X_{1л} \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{л}^2} = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{1000}{110^2} = 0,8264;$$

$$\bar{X}_{1L2^*} = X_{1л} \cdot L_2 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{л}^2} = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{1000}{110^2} = 0,8264.$$

Знайдемо опір трансформаторів T_1 і T_2 в у.о.

$$\bar{X}_{T1^*} = \bar{X}_{T2^*} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{20} \cdot 0,85 = 4,675.$$

Приймаємо ЕРС 1-ї і 2-ї системи рівним 1,0.

Для схеми заміщення нульової послідовності індуктивний опір дволанцюгових ліній дещо більший, ніж одноланцюгових. Причиною є індуктивний вплив струмів нульової послідовності, що протікають у провадах сусіднього електричного кола.

При наближеному розрахунку струму короткого замикання співвідношення X_0/X_1 можна прийняти наступним чином, залежно від типу лінії (два контури сталевого та алюмінієвого кабелю).


$$\bar{X}_{0C1*} = 0,95 \cdot \bar{X}_{1C1*} = 0,95 \cdot 0,8 = 0,76;$$

$$\bar{X}_{0C2*} = 1,2 \cdot \bar{X}_{1C2*} = 1,2 \cdot 0,476 = 0,4046;$$

$$\bar{X}_{0L1*} = 3,5 \cdot \bar{X}_{1L1*} = 3,5 \cdot 0,8264 = 2,892;$$

$$\bar{X}_{0L2*} = 3,5 \cdot \bar{X}_{1L2*} = 3,5 \cdot 0,8264 = 2,892.$$

Тому що група з'єднання трансформаторів, струмом нульової послідовності проходить через обидві обмотки та опір трансформаторів нульової послідовності і прямої однакові.

2.3.2 Спрощення схеми заміщення. Приводимо схему щодо точки  К1. Ланку з трансформатором відкидаємо, тому що через неї не проходить струм КЗ (для прямої послідовності).

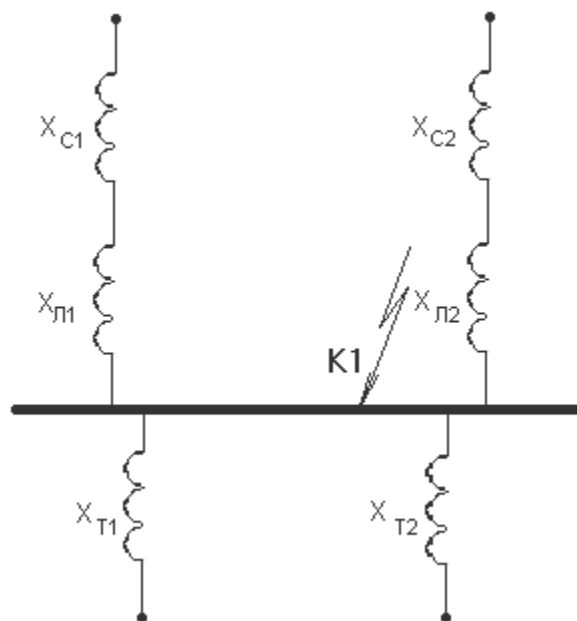


Рисунок 2.2 – Схема заміщення ПС

Пряма послідовність:

$$\bar{X}_{\mathcal{E}1^*} = \frac{(\bar{X}_{1C1^*} + \bar{X}_{1L1^*}) \cdot (\bar{X}_{1C2^*} + \bar{X}_{1L2^*})}{\bar{X}_{1C1^*} + \bar{X}_{1L1^*} + \bar{X}_{1C2^*} + \bar{X}_{1L2^*}} = \frac{(0,8 + 0,8264) \cdot (0,8264 + 0,4762)}{0,8 + 0,8264 + 0,8264 + 0,4762} = 0,7233;$$

Нульова послідовність:

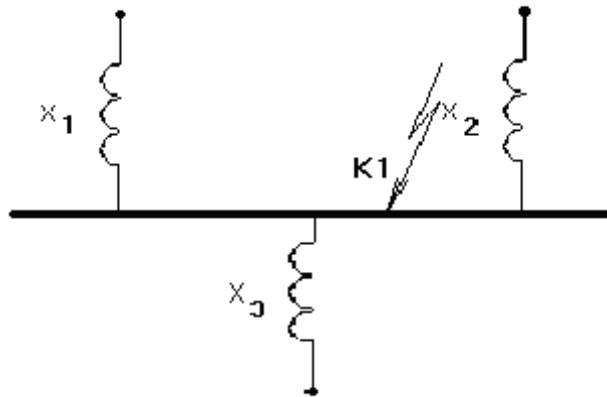


Рисунок 2.3 – Схема 1

$$X_1 = \bar{X}_{0C1^*} + \bar{X}_{0L1^*} = 0,8 + 2,892 = 3,692;$$

$$X_2 = \bar{X}_{0C2^*} + \bar{X}_{0L2^*} = 0,4046 + 2,892 = 3,2966;$$

$$X_3 = \frac{0,4675 \cdot 0,4675}{0,4675 + 0,4675} = \frac{0,2186}{0,935} = 0,2338;$$

$$X_3 = \frac{3,2966 \cdot 0,2338}{3,2966 + 0,2338} = 0,2183;$$

$$\bar{X}_{\mathcal{E}0^*} = \frac{3,692 \cdot 0,2183}{3,692 + 0,2183}$$

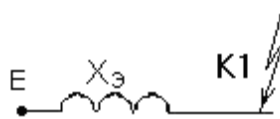


Рисунок 2.4 – Схема 2

2.3.3 Розрахунок струмів у місці КЗ (точка К1). Трифазне КЗ ($U_0=U_K$):

$$I_{K3^*}^{(3)} = \frac{1}{\bar{X}_{\mathcal{E}1^*}} \cdot I_0 = \frac{1}{0,7233} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 7,2651;$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_k} = 5.2549 \text{ kA} \quad U_k = U_n = 110 \text{ B}$$

Значення ударного струму i_u необхідно для розрахунку електроінамічної стійкості апаратів і шинних конструкцій.

Ударний струм у місці к.з.:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{0.0\Sigma} \text{ ,}$$

де $K_y = 1,61$ (система зв'язана із шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями 110 кВ) – ударний коефіцієнт, $I_{0.0\Sigma}$ - початкове значення періодичної складового струму в точці КЗ.

$$i_y [\text{kA}] = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,2651 = 16,542;$$

Струми у вітках знайдемо за правилом «чужого плеча».

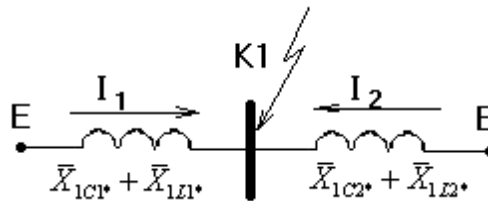


Рисунок 2.5 – Схема 3

$$I_1^{(3)} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot (\bar{X}_{1C2^*} + \bar{X}_{1L2^*})}{\bar{X}_{1C1^*} + \bar{X}_{1L1^*} + \bar{X}_{1C2^*} + \bar{X}_{1L2^*}} = 7,2651 \cdot \frac{1,3026}{1,3026 + 1,6264} = 3,2309 \text{ kA};$$

$$I_2^{(3)} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot (\bar{X}_{1C1^*} + \bar{X}_{1L1^*})}{\bar{X}_{1C1^*} + \bar{X}_{1L1^*} + \bar{X}_{1C2^*} + \bar{X}_{1L2^*}} = 7,2651 \cdot \frac{1,6264}{1,3026 + 1,6264} = 4,0342 \text{ kA}.$$

Однофазне КЗ ($m^{(1)}=3$ – коефіцієнт для однофазного КЗ, $\bar{X}_{\sigma 1^*} = \bar{X}_{\sigma 2^*}$):

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{E \cdot m^{(1)}}{\bar{X}_{\sigma 1^*} + \bar{X}_{\sigma 2^*} + \bar{X}_{\sigma 0^*}} \cdot I_{\sigma \text{КЗ}} = \frac{1 \cdot 3}{0,7233 + 0,7233 + 0,2061} \cdot 5,2549 = \frac{15,7647}{1,6527} = 9,5388 \text{ kA}.$$

2.3.4 Визначення коефіцієнтів струморозподілу. Знайдемо коефіцієнти струморозподілу в схемі нульової послідовності.

Для визначення коефіцієнтів струморозподілу C приймаємо відносне значення періодичної складового струму в місці ушкодження за одиницю та розгортаючи схему в зворотному порядку, знаходимо коефіцієнти струморозподілу у лінках схеми.

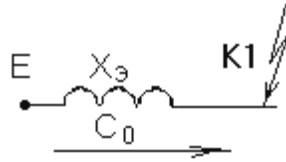


Рисунок 2.6 – Схема 4

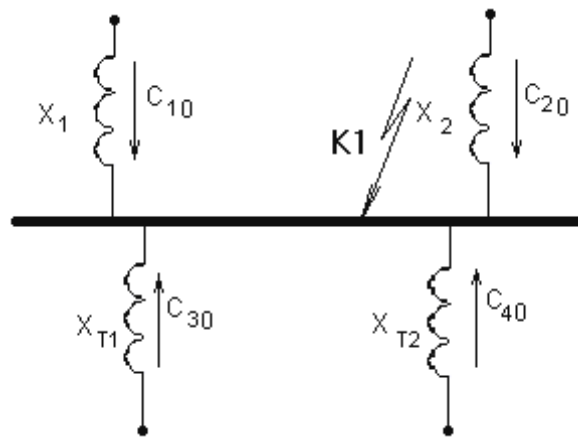


Рисунок 2.7 – Схема 5

$$C_{10} = \frac{0,2183 \cdot 1,0}{0,2183 + 3,6920} = 0,0558;$$

$$C_{40} = 1,0 \cdot \frac{3,692}{3,9103} = 0,9442;$$

$$C_{20} = 0,9442 \cdot \frac{0,2338}{0,2338 + 3,2966} = \frac{0,2208}{3,5304} = 0,0625;$$

$$C_{30} = 0,9442 \cdot \frac{3,2966}{3,5304} = 0,8816.$$

Струми в місці КЗ для прямої зворотної і нульової послідовності:

$$I_{K31} = I_{K32} = I_{K30}$$

4 РОЗРОБКА ТА УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ЗАХИСТІВ

4.1 Порівняльний аналіз існуючих систем

В схемах складних конфігурацій з декількома джерелами живлення прості і направлені МСЗ (НСЗ) не можуть забезпечити селективного відключення КЗ. Крім того МСЗ і НСЗ не задовольняють умови чутливості та миттєвості спрацювання.

Селективне відключення КЗ в складних кільцевих схемах можна забезпечити дистанційним захистом. [2]

Витримка часу диференціального захисту t_3 залежить від дистанції $t_3 = f(I_{P,K})$ (рис. 4.1) між місцем установки релейного захисту (точка P) і точкою КЗ (K), тобто $I_{P,K}$, який наростає по мірі збільшення відстані. Близький захист установлений біля точки КЗ має меншу витримку по часу ніж більш віддалений дистанційний захист.

Наприклад, при КЗ в точці $K1$ (рис. 4.1) $D32$, яка знаходиться ближче до місця пошкодження, спрацює з меншою витримкою, ніж більш віддалена $D31$. Якщо КЗ виникає в точці $K2$, то час спрацювання $D32$ збільшується, і КЗ селективно вимикає ближнім захистом $D33$. Основним елементом дистанційного захисту являється дистанційний вимірювальний пристрій, який визначає відстань до точки КЗ від релейного захисту.

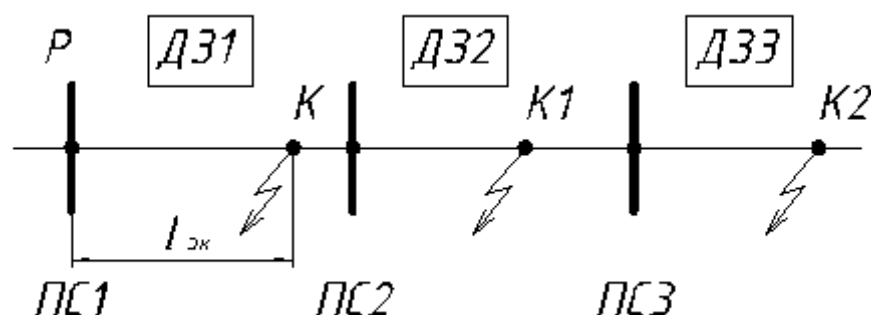


Рисунок 4.1 – Вплив віддаленості точки КЗ на витримку часу дистанційного захисту

В якості дистанційного органа реагування використовується реле опору, що реагує на повний, реактивний або активний опір проміжку пошкодженої ділянки ЛЕП. Опір фази ЛЕП від реле до точки КЗ:

$$Z_{P,K} = Z_Y l_{P,K}; X_{P,K} = X_Y l_{P,K}; R_{P,K} = R_Y l_{P,K},$$

де $Z_{P,K}, X_{P,K}, R_{P,K}$ – повний, реактивний і активний опір ділянки ЛЕП довжиною $l_{P,K}$;

Z_Y, X_Y, R_Y – опори, віддалені на 1 км ЛЕП.

Таким чином, дистанційний орган реагуючий на опір лінії видає сигнал на відключення в залежності від опору.

В залежності від виду опору дистанційного органу (Z, X, R), дистанційний захист поділяється на релейний захист:

- повного опору,
- реактивного опору,
- активного опору.

Дистанційні релейні захисти реактивного та активного опорів застосовуються рідко, тому далі розглядаємо дистанційні захисти для співвідношення повних опорів.

Реле опору, які застосовуються в дистанційних захистах, для визначення точки КЗ, контролюють струм і напругу в місці установки дистанційного захисту (рис. 4.2) [2].

На клемі реле опору підводяться вторинні значення U_P і I_P від трансформаторів напруги і струму. Реле виконується так, щоб його реакція була залежала від співвідношення \dot{U}_P і \dot{I}_P . Це співвідношення і являється $Z_{P,K}$, реле опору спрацьовує; він реагує на зменшення Z_P , оскільки при КЗ U_P зменшується, а I_P зростає. Найбільше значення Z_P , при якому спрацьовує реле опору, називається опором спрацювання реле $Z_{C,P}$:

$$Z_P = U_P / I_P \leq Z_{C,P} .$$

знижується періодично, а струм I_P в ЛЕП, що підлягає захисту, виростає, відповідно при цьому падає $Z_P = U_P / I_P$. Реагуючі на U_P, I_P, Z_P вимірювальні органи реле опору можуть прийти в дію, що в свою чергу приводить до хибного спрацювання першої ступені дистанційного захисту, без витримки. Друга і третя ступені працюють з витримкою часу, як правило не встигають спрацювати за час періоду коливання. [2]

Тому блокування ПБК, як показано на рис. 4.4, блокує першу ступінь, а в випадку коли час дії другої ступені малий ($t_2 < 1c$), – і другу.

Блокування ПБН. Якщо в ланцюзі напруги трансформатора виникне пошкодження, напруга U_P , що подається на резистивне реле, або зникне, або різко знизиться. Як наслідок, спрацює резистивне реле, увімкнене на цю напругу, що призведе до хибного спрацювання дистанційного захисту. Якщо ланцюг напруги знаходиться в нормальному стані, з виходу ДБЖ надходить сигнал, що дозволяє дистанційному захисту спрацювати або спрацює резистивне реле. Якщо в ланцюзі трансформатора напруги виникає несправність, ланцюг трансформатора переривається.

4.3 Опис процесу роботи дистанційного захисту

В нормальному режимі :

$$Z_P = U_{P.f} / I_{P.f} = Z_{P.f} ,$$

де $U_{P.f}, I_{P.f}, Z_{P.f}$ – напруга, струм, опір на клеммах реле опору в режимі максимального навантаження, коли $Z_{P.f}$ має найменше значення.

Опір спрацювання реле опору всіх ступенів вибирається менше $Z_{P.f \min}$. Тому реле опору всіх ступенів і дистанційний захист в цілому не спрацює.

В режимі короткого замикання якщо КЗ виникло в межах першої ступені, в точці $K1$, то $Z_P < Z_1, KZ1$ приходить в дію, спрацює і ПБК, на виході $И1$ з'являється три сигнали: ПБК, $KZ1$ і ПБН. На виході $И1$ з'являється

сигнал про спрацювання $KZ1$, який поступає від виконавчого органу; дистанційний захист спрацьовує на відключення лінії без витримки по часу.

При КЗ в I зоні, крім $KZ1$ працюють виконавчі органи $KZ2$ і $KZ3$, але II і III ступені мають свої витримки часу, і тому спочатку спрацьовує I ступінь. Якщо КЗ в II зоні (точка $K2$), але за границями I зони, то $KZ1$ не спрацьовує, працюють $KZ2$ і $KZ3$, які через відповідні логічні елементи $АБО, I, NI$, відправляють сигнали на $KT2, KT3$. Реле $KT2$ спрацьовує з t_2 раніше ніж $KT3$ і посилає сигнал на виконавчий орган, який замикає коло відключення ЛЕП. При КЗ в точці $K3$ за границею зони II , але в проміжку зони III , $KZ1$ і $KZ2$ не працюють, спрацьовує лише $KZ3$ з витримкою часу t_3 на реле $KT3$, потім вихідний елемент виконавчого органу дає команду на відключення. [2]

4.4 Обґрунтування вибору реле опору

З 80-х років ХХ століття з розвитком мікроелектронної техніки на базі інтегральних мікросхем відкрися шляхи удосконалення характеристик і параметрів виконавчого органу дистанційного захисту. Розпочався випуск реле опору з покращеними параметрами на інтегральних операційних підсилювачах.

Принцип виконання статичних реле опору.

Всі різновиди реле опору засновані на зрівнянні абсолютних значень або фаз двох чи декількох електричних величин. Ці величини представляють собою синусоїдальні напруги. Кожна з них являється лінійною функцією напруги U_p і струму I_p , вимірюється в місці установки РЗ. Порівняльні напруги складаються з \dot{U}_p і \dot{I}_p по виразу:

оперативне та програмне керування розподільчими пристроями, можливість визначення пошкодженого місця на аварійно перерваній лінії електропередачі тощо [3].

Такі цифрові пристрої називають багатофункціональними: на відміну від традиційних реалізацій РЗА з набором окремих реле з однією функцією (струму, напруги, часу тощо), цифрові реле при використанні повинні вирішувати завдання РЗА комплексно. На додаток до своєї широкої функціональності, цифрові релейні захисти мають нові можливості в порівнянні зі своїми попередниками, такі як безперервна автоматична самодіагностика, запис подій, віддалений моніторинг і функції швидкої зміни уставок реле за допомогою комп'ютера і каналів зв'язку або заздалегідь визначених факторів для одного і того ж реле. Наприклад, при перемиканні з АПВ на лінію електропередачі час спрацьовування АПВ може бути зменшено на короткий час, щоб прискорити спрацьовування в разі тривалого короткого замикання (КЗ). В іншому випадку можна змінити всі налаштування АПВ, наприклад, якщо змінюється первинний ланцюг електромережі. Завдяки цим перевагам цифрові АПВ найкраще підходять для автоматизації розподільчих електромереж [3].

4.6.1 Техніко-економічне обґрунтування мікропроцесорного захисту. Розглянемо питання техніко-економічного впровадження цифрової техніки РЗА на проєктованих і модернізованих енергооб'єктах напругою 6-110 кВ, в тому числі приведемо методика економічного обґрунтування витрат на автоматизацію електропостачання за рахунок зниження грошової компенсації витрат споживачів за ймовірних порушень електропостачання. Приводяться матеріали з відповідного зарубіжного досвіду оцінки збитків у різних категорій споживачів через припинення електропостачання, а також можливі критерії надійності елементів електричних мереж, дані про ймовірну тривалість порушень електропостачання і про залежності величини збитків у споживача за відсутності електроенергії. Ці матеріали, отримані в результаті

довготривалих досліджень, дозволяють обґрунтувати витрати на автоматизацію, що вони окупаються протягом найближчих декількох років тільки лише за рахунок зниження збитку в споживачів через відсутність електроенергії. Отже, зменшення витрат на компенсацію цього збитку з боку електропостачаючої організації. Використання цифрових пристроїв РЗА дає і додатковий економічний ефект за рахунок суттєвого зниження витрат на обслуговування РЗА, зменшення розмірів ушкодження електроустановок при швидкому відключенні КЗ, захисту електроустаткування від ненормальних режимів.

В фахових публікаціях з електроенергетики опубліковано наступні відомості по річних витратах енергетичних компаній США в 1994/2000 рр., млн. дол.:

- на створення АСДУ і телемеханізації електричних мереж – 110/140;
- на автоматизацію підстанцій – 50/170;
- на автоматизацію розподільних мереж – 210/600. [3]

Приведені цифри підтверджують високу відповідальність розподільних мереж і доцільність вкладання великих коштів у їхню автоматизацію.

Поява цифрових реле не повинна розглядатися як сигнал до повної відмови від використання в електроустановках існуючих традиційних реле з напівпровідниковими (аналоговими) та електромеханічними реле. Якщо є обчислювальна можливість використовувати електромеханічні реле, які є достатньо чутливими, швидкодіючими, селективними та надійними, їх можна використовувати, оскільки вони відносно недорогі порівняно з мікропроцесорними пристроями. Накопичено багатий досвід в обслуговуванні цих реле, і для ремонту та налаштування цих реле доступні запасні частини, спеціальні набори інструментів і нове портативне обладнання для технічного обслуговування. Однак, коли необхідна модернізація і проектування подальших електроустановок, необхідно провести серйозні техніко-економічні розрахунки, порівнюючи можливість

використання недорогих звичайних пристроїв АПВ з дорогими цифровими пристроями АПВ, не беручи до уваги тимчасові вигоди.

Законодавче закріплення матеріальної відповідальності електромережеских підприємств за надійність електропостачання вимагає від керівників і ІТП особливої уваги до автоматизації своїх електричних мереж, як до ефективних засобів підвищення надійності електропостачання.

Вивчення вітчизняного та зарубіжного досвіду автоматизації розподільчих мереж середньої напруги показує, що вкладення капіталу в автоматизацію цих мереж є вигідною справою. [3]

4.6.2 Інтелектуальний електронний пристрій дистанційного захисту лінії REL 670. Інтелектуальний електронний пристрій REL 670 компанії АВВ застосовується для захисту, керування і моніторингу повітряних і кабельних ліній електропередачі в мережах із глухозаземленою нейтраллю. [4]

Даний пристрій може використовуватися на всіх рівнях напруги, у тому числі і на надвисоких. Пристрій застосовується як для захисту довгих сильно завантажених ліній, так і для захисту багатокінцевих ліній. Логіка захисту передбачає одне-, двох- і/або трифазне відключення. Даний пристрій може також використовуватися як резервний захист силових трансформаторів, реакторів та іншого обладнання.

Дистанційний захист від усіх видів замикань забезпечує захист ліній електропередачі високої чутливості, пред'являючи невисокі вимоги до каналів зв'язку з протилежним кінцем лінії. Усі п'ять зон виконують цілком незалежні виміри і мають можливість незалежного задання уставок, що забезпечує максимальну гнучкість при виконанні захистів ліній електропередачі будь-яких типів. [4]

Автоматичне одне-, двох- і/або трифазне повторне включення має логіку пріоритетів для схем з декількома вимикачами на приєднання. Вона взаємодіє з функцією контролю синхронізму, швидкодіючого АПВ (БАПВ) або АПВ із витримкою часу.

Струмова відсічка від міжфазних замикань і замикань на землю, максимальний струмовий захист від таких же замикань з витримкою часу, захист від теплового перевантаження і двоступінчастий захист мінімальної/максимальної напруги є прикладами наявних у розпорядженні функцій, що дають користувачеві можливість виконати практично будь-які вимоги конкретного застосування.

Дистанційний захист і струмовий захист від замикань на землю можуть взаємодіяти з захистами на протилежному кінці лінії по схемах зв'язку будь-якого типу. Завдяки реалізованому дистанційному зв'язкові у відповідності зі стандартом IEEE C37.94, є можливість організувати до 6х32 каналів для передачі сигналів телевідключення/телеприскорення, а також інших дискретних сигналів при організації зв'язку між пристроями. Захист може також забезпечуватися функціями керування і блокування, що передбачають взаємодія з функцією контролю синхронізму для забезпечення узгодження функцій основного і резервного керування.

Розвинуті можливості конфігурації, що надають користувачеві графічний інструментарій для розробки власних логічних схем, дозволяють реалізувати такі додатки, у яких потрібно забезпечити автоматичне відключення роз'єднувачів у схемах з декількома вимикачами, включення вимикачів у кільцевих схемах, організувати логічні переключення навантаження і тому подібне. Графічний інструментарій побудови конфігурації дозволяє спростити і прискорити процес тестування і введення в експлуатацію.

Послідовна передача даних здійснюється через оптичні порти зв'язку, що не сприйнятливі до перешкод у вторинних ланцюгах. Широкі можливості і гнучкість у застосуванні мікропроцесорного захисту дозволяють використовувати його як для нових, так і для об'єктів які реконструюються.

[4]

Підготовлені 4 варіанти застосування:

- Один вимикач на приєднання (подвійна або одиночна система шин) із трифазним відключенням (А31)
- Один вимикач на приєднання (подвійна або одиночна система шин) з однофазним відключенням (А32)
- Кілька вимикачів на приєднання (полупторна схема або кільцева схема) із трифазним відключенням (У31)
- Кілька вимикачів на приєднання (полупторна схема або кільцева схема) з однофазним відключенням (У32).

Перераховані вище варіанти сконфігуровані і є базовими функціями з метою безпосереднього застосування захисту. Додаткові функції не сконфігуровані, але максимальна конфігурація, із усіма додатковими функціями, доступна у виді шаблону графічного інструментарію побудови конфігурації. Зв'язок з аналоговими і дискретними входами/виходами організується за допомогою інструмента завдання уставок без необхідності зміни конфігурації. Аналогові канали і входи, що відключають, виходи -- визначені заздалегідь. Інші сигнали повинні використовуватися відповідно до вимог для кожного конкретного застосування.

Варіанти застосування для схем з одним і декільком вимикачами на приєднання представлені на наступних рис. 4.7–4.8. [4]

По умовам узгодження з першою ступінню дистанційного органу захищаємої лінії:

$$Z_{C.31}'' \leq 0,85 \cdot Z + 0,78 \cdot Z_{C.31}' = 0,85 \cdot (6,750 + j8,300) + 0,78 \cdot 12,796 = 22,777 \text{ Ом},$$

Час спрацювання другої ступіні $t'' = 0,6 \text{ с}$.

Розрахунковий струм знаходимо по виразу:

$$I_{K.ПОЗР}^{(2)} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)}}{k_H' * k_H''} = \frac{700}{1,1 * 1,2} = 530 \text{ А}.$$

Третя ступінь дистанційного органу захисту (резервна)

Основною вимогою до вибору опору спраювання є вимога налаштування від мінімального опору $Z_{\tilde{N}\tilde{C}\tilde{I}}$ в умовах замозапуску двигунів навантаження:

$$Z_{C.3}''' \leq \frac{U_{C.MIN.M\Phi}}{\sqrt{3} \cdot k_{C3II} \cdot I_{POB.MAX} \cdot k_H \cdot k_B} = \frac{105000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 512 \cdot 1,2 \cdot 1,05} = 46 \text{ Ом},$$

Час спрацювання другої ступіні $t''' = 2,0 \text{ с}$.

Лінія 2

Перша ступінь дистанційного органу захисту.

По умовам налаштування від КЗ на шинах підстанції прилеглої до протилежного кінця захищаємої лінії [5]

$$Z_{C.32}' \leq 0,85 \cdot Z = 10,123 \text{ Ом},$$

Час спрацювання першої ступіні $t' = 0,05 \text{ с}$.

Розрахунковий струм знаходимо по виразу:

$$I_{K.ПОЗР}^{(2)} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)}}{k_H' * k_H''} = \frac{530}{1,1 * 1,2} = 401,515 \text{ А}.$$

Друга ступінь дистанційного органу захисту

По умовам узгодження з першою ступінню дистанційного органу захищаємої лінії:

$$Z_{C.31}'' \leq 0,85 \cdot Z + 0,78 \cdot Z_{C.31}' = 0,85 \cdot (4,960 + j7,120) + 0,78 \cdot 12,796 = 19,246 \text{ Ом},$$

Час спрацювання другої ступіні $t'' = 0,7 \text{ с}$.

Розрахунковий струм знаходимо по виразу:

$$I_{K.ROЗP}^{(2)} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)}}{k'_H * k''_H} = \frac{490}{1,1 * 1,2} = 371,212 \text{ А.}$$

Третя ступінь дистанційного органу захисту (резервна)

Основною вимогою до вибору опору спрацювання є вимога налаштування від мінімального опору $Z_{\tilde{N}\tilde{C}\tilde{I}}$ в умовах замозапуску двигунів навантаження:

$$Z_{C.3}^{III} \leq \frac{U_{C.MIN.M\Phi}}{\sqrt{3} \cdot k_{C3II} \cdot I_{POB.MAX} \cdot k_H \cdot k_B} = \frac{106500}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 485 \cdot 1,2 \cdot 1,05} = 46,271 \text{ Ом,}$$

Час спрацювання другої ступіні $t^{III} = 2,0 \text{ с.}$

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Об'єкт проектування розташований поблизу житлового масиву: згідно з ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ "Небезпечні та шкідливі виробничі фактори", існують фізичні, біологічні, хімічні та психофізіологічні фактори, що впливають на людину та навколишнє середовище. Розглянемо небезпечні та шкідливі виробничі фактори, що впливають на електромонтерів, які обслуговують технічне обладнання підприємства:

Фізичні фактори.

- підвищена вологість;
- підвищений рівень вібрації;;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;;
- підвищена температура поверхонь обладнання;
- підвищена напруга в електричних ланцюгах; можливе коротке замикання через тіло людини;
- низькі температури в робочій зоні;
- підвищена рухливість повітря;
- недостатнє освітлення в робочій зоні;
- недостатнє природне освітлення;

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

5.1 Технічні рішення для безпечної експлуатації обладнання

Для запобігання ураження людей електричним струмом під час експлуатації електрообладнання необхідно дотримуватися таких умов

- Підведення електроживлення та підключення до електромережі повинно здійснюватися відповідно до вимог, що пред'являються до всіх типів будівель і споруд;

- Пуск і зупинка всіх агрегатів і регулювання режиму роботи, необхідні для налагодження або огляду обладнання РЗА, повинні виконуватися тільки оперативним персоналом;

- Зняття показань електролічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на ввідно-розподільчих пристроях, може здійснюватися тільки працівниками, які мають групу 2, у присутності оперативного працівника, а працівниками, які мають групу 3, - без оперативного працівника;

- встановлення і зняття електролічильників та інших вимірювальних приладів, а також їх підключення до вимірювальних трансформаторів повинні виконуватися двома працівниками за нарядами з вимкненням напруги;

- Підключення вимірювальних приладів, а також установку і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, необхідно проводити без відключення навантаження і напруги, за наявності випробувальних колодок або спеціальних затискачів, які безпечно замикають струмовий ланцюг.

Перед введенням в експлуатацію нового електрообладнання і після ремонтних робіт електроустановки піддаються технічним оглядам і випробуванням.

У закритих електроустановках на сітчастих або міцних огороженнях в осередках, прилеглих до робочої зони і навпроти неї, будуть вивішені плакати: "Стій - висока напруга", "Стій - небезпека для життя".

Обладнання, передбачене цим проектом, повинно експлуатуватися відповідно до паспортних значень номінального струму та номінальної напруги. Під час експлуатації необхідно постійно контролювати стан контактних з'єднань та ізоляції обладнання, відсутність слідів дуги або

оплавлення оболонки, опір ізоляції силової та освітлювальної мережі, а також правильність підключення нульового заземлювального проводу.

Заходи безпеки для електромережі, силового та освітлювального обладнання:

- вибір відповідної конструкції електрообладнання, апаратів, приладів та електромереж;

- вибіркова робота захисних пристроїв.

Потім всі підготовлені робочі місця заземлюються і вивішуються плакати: "Працювати тут".

Під час виконання робіт обслуговуючому персоналу не дозволяється знімати плакати, тимчасові огороження або заходити на огорожену територію.

5.2 Технічні рішення для охорони здоров'я та безпеки праці

До факторів, що впливають на умови праці працівників, належать мікроклімат виробничого майданчика, запиленість робочих місць, освітлення, рівень шуму та вібрації.

Базові плани для промислових підприємств розробляються відповідно до основних вимог охорони праці та санітарно-гігієнічних норм. Вони покликані запобігти можливому виникненню шкідливих і небезпечних виробничих факторів. Враховується також природне освітлення та вентиляція. Виробничі приміщення можуть бути різних форм і розмірів відповідно до чинних стандартів і повинні забезпечувати гігієнічні та безпечні умови праці.

Робочі місця повинні бути добре освітленими, сухими і теплими. На робочих місцях повинні бути раковини з гарячою водою, мило та електричні сушарки. Майстерні повинні бути забезпечені питною водою та вішалками для чистого одягу.

Будь-яке підприємство (залежно від його розміру) має включати допоміжні приміщення.

- Гігієнічні та побутові (гардеробні, душові, умивальні, туалети, кімнати особистої гігієни для жінок, кімнати відпочинку, кімнати для куріння тощо).

- Медичне обслуговування (медпункти, поліклініки, фельдшерсько-акушерські пункти);

- Харчування (їдальні, кафетерії, кімнати для прийому їжі).

- Культурні послуги (бібліотеки, конференц-зали, спортзали);

- Адміністрація (заводоуправління, цехові офіси); конструкторські бюро.

Санітарні вузли слід розташовувати якомога ближче до робочих місць, щоб уникнути потоків людей, виробничих зон зі шкідливими викидами, неопалюваних частин будівель і коридорів через відкриті простори.

5.2.1 Мікроклімат Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлені певні діапазони допустимих температур, відносної вологості, швидкості руху повітря і допустимих інтенсивностей опромінення для періодів року і категорій робіт згідно з ГОСТ 12.1.005-88. Припускається, що у виробничому приміщенні виконуються роботи середньої важкості (Па) з енерговитратами 151-200 ккал/год (175-2232 дж/с). До категорії Па відносяться роботи, пов'язані з постійною ходьбою, перенесенням легких вантажів (до 1 кг), переміщенням виробів або предметів, а також сидяча робота, що вимагає відповідного фізичного напруження.

Оскільки робоча зона в основному використовується для виконання завдань категорії II, параметри мікроклімату будуть стандартизовані відповідно.

Для забезпечення параметрів мікроклімату, що вимагаються стандартами

1. при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій та обладнання в робочій зоні не повинна перевищувати референтний діапазон більш ніж на 2°C. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної, робоча зона повинна бути відокремлена від них на відстань не менше 1 м.

2. штучна припливно-витяжна загальнообмінна вентиляція, що забезпечує створення необхідного мікроклімату та чистоти повітряного середовища у всьому об'ємі робочої зони.

5.2.2 Виробниче освітлення Природне і штучне освітлення нормується залежно від особливостей зорової роботи, мінімального розміру об'єкта, що розпізнається, розряду і підрозряду зорової роботи, фону і контрасту між об'єктом і фоном.

Залежно від зорового завдання, яке виконується на об'єкті, це може бути менш точним завданням.

Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники рівномірно розподілені у верхніх зонах приміщення, або адаптивне освітлення - освітлення відповідно до розташування обладнання.

Комбіноване освітлення - загальне освітлення з додатковим місцевим.

Місьцеве освітлення - це освітлення, що створюється світильниками, які фокусують світловий потік безпосередньо на робоче місце.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природного освітлення (КПО). У приміщеннях, освітлених тільки бічним світлом, мінімальний КПО в робочій зоні повинен бути нормований, і це повинно бути забезпечено в найвіддаленішій точці від вікна [21]:

$$e_H^{I,II,IV,V} = e_H^{III} mC, \quad (5.1)$$

де $e_H^{III} = 1$ КПО% для III району розміщення будівлі;

m - коефіцієнт світлового клімату;

C – коефіцієнт сонячності клімату;

$$e_H^{I,II,IV,V} = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,95 = 0,855$$

Відповідно до норм проектування штучного освітлення рекомендується:

1. достатня освітленість робочої поверхні;
2. сприятливе співвідношення освітленості в полі зору постійність освітлення.

5.3 Пожежна безпека

Згідно вимог Правил улаштування електроустановок щодо пожежної безпеки з метою запобігання розтіканню оливи та розповсюдженню пожежі у разі пошкоджень оливонаповнених силових трансформаторів повинні бути улаштовані оливоприймачі, оливодводи і оливозбірники. За об'ємом оливоприймач повинен бути розрахований на одночасне приймання 100% оливи, яка знаходиться в корпусі трансформатора.

Основними засобами гасіння пожежі у силових трансформаторах є вуглекислота, повітряно-механічна піна, розпилена вода та порошкові суміші. Рекомендуються такі оптимальні значення інтенсивності подачі вказаних засобів гасіння [31]:

- розчин для піни - $0,15 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$;
- розпилена вода - $0,2 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$;
- порошкові суміші - $0,3 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$.

Для безпечного виконання робіт, пов'язаних із гасінням пожеж, необхідно виконати такі умови:

- дії з гасіння пожежі мають здійснювати не менше, ніж дві особи;
- провести необхідні вимикання та вжити заходів, що перешкоджають випадковій подачі напруги до місця гасіння пожежі;

- на рукоятках комутаційних апаратів (приводів) повісити плакати: «Не вмикати - працюють люди», «Не вмикати - робота на лінії»;

- приєднати до заземлюючого пристрою переносні заземлення та перевірити відсутність напруги на вимкнених для виконання робіт струмовідних частинах.

1.4 Організаційні заходи захисту персоналу підстанції

Керування охороною праці на виробничих об'єднаннях і енергетичних підприємствах, організаціях здійснюється такими категоріями працівників [2]:

- першими керівниками - у цілому, їхніми заступниками (головними інженерами) - безпосередньо;

- відділами (службами старшого інженера, інженерами) охорони праці, на які покладається організаційно-методична робота з керування охороною праці і підготовка управлінських рішень (накази, розпорядження, інформаційні листи, вказівки), а також здійснення контролю за їхньою реалізацією;

- посадовими особами відділів, служб, відповідальними за виконання задач керування охороною праці (відділи: виробничо-експлуатаційний, технічний, капітального будівництва, організації праці і заробітної плати, матеріально-технічний, планово-економічний, фінансовий, бухгалтерія);

- у підрозділах енергетичних підприємств, організацій (цехах, службах, виробничих ділянках) - керівниками відповідних підрозділів, а також старшими майстрами, майстрами, бригадирами і виконавцями робіт (керівниками робіт) при провадженні робіт в енергоустановках за нарядами-допусками.

Пропаганда питань охорони праці включає [2]:

- проведення вступних інструктажів працівників, що поступають на роботу;

– навчання безпечним методам праці людей, що надходять на роботу з підвищеними вимогами безпеки праці;

– первинна перевірка знань з охорони праці й техніки безпеки експлуатації електроустановок, інструкцій, знань безпечних методів праці;

– проведення первинних інструктажів на робочому місці;

– дублювання повторних (планових) інструктажів, протиаварійних, протипожежних тренувань, планового навчання персоналу безпечним методам праці, періодичну (чергову) перевірку знань з охорони праці й техніки безпеки експлуатації електроустановок, інструкцій, знань безпечних методів праці.

Вимоги до персоналу: робітникам, що обслуговують електроустановки, повинна бути присвоєна група з електробезпеки, видане посвідчення установленої форми, яке вони зобов'язані мати при собі при провадженні робіт; в електроустановках вище 1000 В робітники з числа чергового чи оперативно-ремонтного персоналу, одноосібно обслуговуючі електроустановки, і старші по зміні повинні мати групу IV, інші - групу III [21].

ВИСНОВКИ

За результатами аналізу існуючої підстанції зроблений висновок про необхідність її реконструкції, що викликано моральним і технічним зносом.

В результаті розрахунку струмів короткого замикання визначено, що додаткових пристроїв для зниження струмів короткого замикання не потрібно, оскільки розрахункові струми короткого замикання на шинах ВН і НН підстанції вийшли значно менше допустимих. Обрані раніше вимикачі здатні відключити такий струм без додаткових заходів щодо зниження струмів К.З. (*I*_{відкл.ном} = 40 кА для ВН і *I*_{відкл.ном} = 20 кА для НН).

На підстанції виберемо трифазний елегазовий вимикач ВЕК-110-40/2000У1, що має випробувану вибухобезпечну конструкцію, комплектуваний надійним пружинним приводом.

Для даної підстанції вибираємо роз'єднувачі типу РНДЗ,1-110/2000У1.

Запропоновано встановити вимірювальні трансформатори напруги НОЛ.08-10У2 та НКФ-110-83У1, які відповідають умовам надійності та довговічності.

Вибираємо трансформатор струму вбудований у силовий трансформатор типу ТВТ-110, трансформатор струму з литою ізоляцією типу ТЛ-10У3, трансформатор струму нульової послідовності ТЗЛМ-10, трансформатор струму малогабаритний з порцеляною ізоляцією для роботи в закритих приміщеннях із природною вентиляцією типу ТФЗМ-110Б-ІУІ.

Для захисту ізоляції електроустаткування від атмосферних перенапруг вибрано розрядники РВО -10 та РВС-110.

Для захисту об'єктів підстанції запропоновано використання пристроїв релейного захисту на мікропроцесорній (МП) базі, як найбільш досконалі в порівнянні з пристроями на напівпровідникової і електромеханічній елементній базі.