

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2020 р.

Магістерська робота

на тему:

**“ Техніко економічного обґрунтування переведення розподільчих мереж
35 кВ на 20 кВ”**

Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Виконав студент гр. ЕТмдн-91п

_____ Мелащенко Б. Г.

Керівник, доцент, к.т.н.

Лебединський І. Л.

Консультанти:

по економічній частині доцент, к.е.н.

Маценко О.М.

по питанням охорони праці

Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач

_____ Єфімов Г.П.

Суми – 2020

Сумський державний університет
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання
Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-91п

Мелащенко Богдана Григоровича

1. Тема магістерської роботи: **“ Техніко економічного обґрунтування переведення розподільчих мереж 35 кВ на 20 кВ”**

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2. Дата здачі роботи: _____ 2020 р.

3. Зміст пояснювальної записки:

ВСТУП;

1. Основна частина;

2. Економічна частина;

3. Охорона праці;

– Висновки;

– Список використаної літератури.

4. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1	Лебединський І. Л.		
2	Маценко О.М.		
3	Лебединський І. Л.		

5. Дата видачі завдання:

Керівник роботи _____ Лебединський І. Л.

Завдання отримав студент _____ Мелащенко Б. Г

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів магістерської роботи	Термін виконання
1	Розрахункова частина	1.11–10.11.20
2	Економічна частина	11.11–20.11.20
3	Охорона праці	20.11–24.11.20
4	Графічна частина	25.11–30.11.20
5	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	01.12–24.12.20

Студент-дипломник _____ Мелащенко Б. Г
(підпис)

Керівник роботи _____ Лебединський І. Л.
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 79, рис. 11, табл. 49

Бібліографічний опис: “Техніко економічного обґрунтування переведення розподільчих мереж 35 кВ на 20 кВ” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Б. Г. Мелащенко; науковий керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 79 с.

Ключові слова: капіталовкладення, мережа, електроенергія, реконструкція, трансформатор, замикання, ошиновка, підстанція.

Капиталовложения, сеть, электроэнергия, реконструкция, трансформатор, замыкания, ошиновка, подстанция.

Capital investment, network, electricity, reconstruction, transformer, circuit, fault, substation.

Короткий огляд – Розроблено проект реконструкції підстанції на нижчий клас напруги 35 кВ. В ході реконструкції ліній електропередач порівнювались декілька варіантів на напругу 35 кВ та декілька варіантів на напругу 20 кВ. Головною причиною розрахунків декількох варіантів ЛЕП є застарілі значення економічної густини струму.

Розраховані капітальні затрати на реконструкцію, проведений економічний аналіз доцільності правильного вибору перерізу провідників, обґрунтована доцільність переходу на клас напруги 20 кВ. Розглянуто питання безпеки праці. Зроблено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів, викладені розділи по техніці безпеки.

Перелік прийнятих скорочень

ПЛ – повітряна лінія

РП – розподільчий пункт

ПС - понижувальна підстанція

ЛЕП – лінія електропередачі

ОПН – обмежувач перенапруги

КЗ - коротке замикання

ОЗЗ – однофазное замикання на землю

РЗА – релейний захист

СКЗ – струм короткого замикання

ДГР – дугогасильний реактор

АПВ – автоматичне повторне включення

ПУЕ - правила улаштування електроустановок

NPV – показник чистої приведеної вартості

IRR – показник внутрішньої норми доходності проекту

ЕМВ – вплив електромагнітного випромінювання

ККД – коефіцієнт корисної дії

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

Зміст

Вступ.....		8
1	Вибір раціональних напруг розподільних електричних мереж в сучасних умовах.....	9
1.1	Номінальна напруга електричних мереж.....	9
1.2	Аналіз області застосування ліній 6 - 35 кВ з урахуванням технічних обмежень.....	12
1.3	Вибір режиму роботи мережі при переведенні 6-10 кВ на напругу 20 кВ.....	16
2	Розрахунок режимів роботи и вибір обладнання.....	22
2.1	Вибір силових трансформаторів	22
2.2	Розрахунок параметрів схеми заміщення.....	22
2.3	Розрахунок струмів коротких замикань.....	22
2.4	Вибір обладнання розподільного пункту.....	27
2.4.1	Вибір обладнання розподільного пункту 110 кВ.....	23
2.4.2	Вибір обладнання розподільного пункту 35 кВ.....	31
2.5	Реконструкція підстанції на клас напруги 110 кВ.....	37
2.6	Реконструкція підстанції на клас напруги 20 кВ.....	42
3	Економічна частина	48
3.1	Розрахунок коефіцієнт окупності підстанції 35 кВ.....	48
3.2	Розрахунок коефіцієнт окупності підстанції 110/20 кВ.....	50
3.3	Реконструкція повітряних ліній.....	51
3.4	Реконструкція повітряних ліній на клас напруги 35 кВ.....	53
3.5	Реконструкція з використанням нових значень економічної щільності струму мережи 10 кВ	55
3.6	Реконструкція повітряних ліній на клас напруги 20 кВ з використанням значень ПУЕ.....	57
3.7	Капітальні затрати.....	63
4	Охорона праці.....	67

					MP.5.8.141.069.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Мелашенко				Літ	Аркуш	Аркушів	
Керівник.	Лебединский				В	6	79	
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

4.1	Аналіз шкідливих факторів при експлуатації електрообладнання	67
4.2	Обов'язки споживача щодо забезпечення електробезпеки.....	68
4.3	Світлотехнічний розрахунок приміщення розподільчого пункту	70
4.4	Розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою.....	73
Висновки.....		77
Література.....		78

Вступ

Завдання електропостачання підприємства передбачають підвищення рівня проектно-конструкторських розробок, впровадження та раціональну експлуатацію високовольтного електроустаткування, зниження виробничих витрат електроенергії при її передачі, розподілі та споживанні.

Жодне з сучасних виробництв при випуску продукції не може обійтися без використання електродвигунів (різного роду приводи, обробні верстати, крани, тельфери, вентилятори і так далі). Проектований електромеханічний завод призначений для випуску різних електродвигунів змінного і постійного струму, генераторів, електродвигунів і обладнання спеціального призначення.

На території підприємства знаходяться адміністративні та допоміжні приміщення, інструментальний корпус і корпус для виробництва електродвигунів спеціального призначення.

Основними споживачами електричної енергії є: інструментальний, механоскладальний, штампувальний і обдирний корпуси.

Всі споживачі електроенергії заводу належать по надійності електропостачання до II і III категорій.

Електропостачання заводу характеризується рівним графіком навантаження, тобто нормальним режимом з невеликими добовими коливаннями навантаження.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 Вибір раціональних напруг розподільних електричних мереж в сучасних умовах

1.1 Номінальна напруга електричних мереж

Номінальна напруга електричної мережі істотно впливає на її технічні характеристики та економічні показники [1 – 4].

При підвищенні номінальної напруги мережі досягається:

- зниження втрат потужності та електроенергії в елементах мереж, що призводить до зниження експлуатаційних витрат;
- зменшення перерізу проводів ліній електропередачі та, відповідно, витрати металу;
- збільшення граничних переданих потужностей по лініях електропередачі, що полегшує вирішення завдань розвитку електричної мережі.

З іншого боку, при підвищенні номінальної напруги мережі збільшуються капітальні вкладення в спорудження мережі. Спорудження мережі меншої номінальної напруги вимагає менших капітальних вкладень, але призводить до великих експлуатаційних витрат через зростання втрат потужності та електроенергії, і, крім того, така мережа має меншу пропускну спроможність.

Таким чином, важливість правильного вибору класу номінальної напруги мережі при її проектуванні очевидна. Номінальні міжфазні напруги електричних мереж наведені в табл. 1.1 [5 – 7]

					МР.5.8.141.069.ПЗ		
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Мелащенко				Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский				В	9	79
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п		
Затверд.	Лебединский						

Таблиця 1.1 – Номінальні міжфазні напруги, кВ

Мережі і електроприймачі	Генератори, синхрон. компенсатори	Трансформатори і автотрансформатори без РПН		Трансформатори і автотрансформатори з РПН		найбільша робоча напруга електрообладнання
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки	Первинні обмотки	Вторинні обмотки	
0,22	0,23	0,22	0,23	–	–	0,24
0,38	0,4	0,38	0,4	–	–	0,42
0,66	0,66	0,66	0,66	–	–	0,72
6	6,3	6/6,3	6,3 и 6,6	6/6,3	6,3 и 6,6	7,2
10	10,5	10/10,5	10,5 и 11	10/10,5	10,5 и 11	12
15	15,75	15,75	–	(15,75)	–	16,5
20	21	20	22	20/21	22	24
35	–	35	38,5	35 и 38,5	38,5	40,5
110	–	–	121	110 и 115	115 и 121	126
220	–	–	242	330	230 и 242	252
330	–	330	347	500	330	363
500	–	500	525	750	–	525
750	–	–	787	780	–	787

* в знаменнику вказані номінальні напруги трансформаторів і автотрансформаторів, що приєднуються безпосередньо до шин генераторної напруги електричних станцій або до виводів генераторів.

Економічно доцільна номінальна напруга залежить від багатьох факторів: потужності навантажень, віддаленості їх від джерел живлення, розташування їх відносно одне одного, географічного району розвитку мережі, від обраної конфігурації електричної мережі, способів регулювання напруги і ін.

Визначення найбільш економічного класу номінальної напруги мережі може бути виконано в залежності від величини переданої потужності $P_{\text{макс}}$ і відстані L , на яку передається ця потужність [1 –4. 5 –7].

Раціональна напруга вибирається виходячи з отриманого розподілу потоків потужності і протяжності ділянок мережі. Чим більша передана по лінії потужність і відстань, на яку вона передається, тим вищою за технічними і економічними нормами повинна бути номінальна напруга електропередачі.

Номінальну напругу можна приблизно оцінити одним із таких способів:

-за відомими емпіричними формулами: (1.1 - 1.3));

Виходячи з довжини ліній і величини переданої по ним потужності, намічають напруги окремих ліній по:

Стілла

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{L + 16 \cdot P}, \quad (1.1)$$

де P , кВт, L , км, дає прийнятні результати при значеннях $L \leq 250$ км і $P \leq 60$ МВт.

Залеського

$$U = \sqrt{P(0,1 + 0,15\sqrt{L})}, \quad (1.2)$$

де P , кВт; L , км, справедлива при $L \leq 1000$ км і $P \geq 60$ МВт.

Ілларіонова

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.3)$$

де L , – довжина лінії, км, і P – потужність на одно коло лінії, МВт;

–за кривими, що розділяють економічні сфери застосування різних напруг (рис. 1.1)., [5];

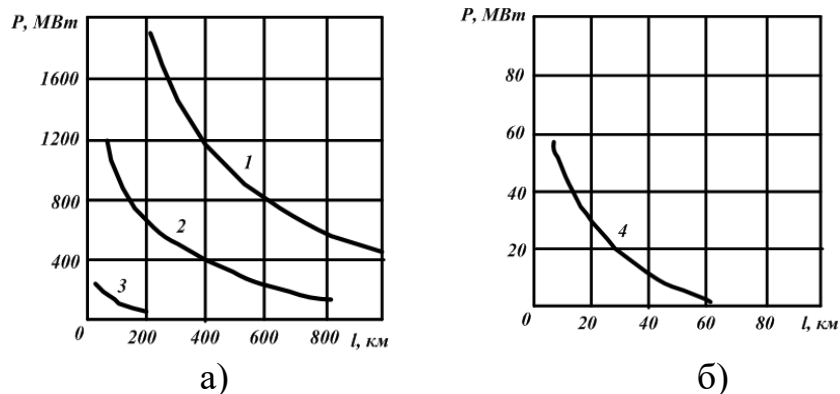


Рисунок 1.1 – Области застосування ліній різних номінальних напруг:

а, б –границі економічності: 1–750 і 330 кВ; 2 500 і 220 кВ;
3 220 і 110 кВ; 4 110 і 35 кВ.

– за пропускнуою спроможністю і дальністю передачі ліній, показаних в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Пропускна здатність і дальність передачі ліній 110-1150 кВ

Напруга ліній, кВ	Переріз проводу, мм	Передана потужність, МВт		Довжина ліній елек- тропередачі, км	
		Натуральна	При густині струму 1,1 А/мм ² *	Гранична при ККД=0,9	Середня (між двома сідними ПС)
110	70–240	30	13–45	80	25
150	150–300	60	38–77	250	20
220	240–400	135	90–150	400	100
330	2×240–2×400	360	270–450	700	130
400	3×300–3×400	500	620–820	1000	180
500	3×300–3×500	900	770–1300	1200	280
750	5×300–5×400	2100	1500–2000	2200	300
1150	8×300–8×500	5200	4000–6000	3000	–

* Для ПЛ 750–1150 кВ 0,85 А/мм² .

1.2 Аналіз області застосування ліній 6 - 35 кВ

з урахуванням технічних обмежень

Сьогодні будується багато нових міських районів, котеджних селищ, ліній електропередачі, проводиться реконструкція мереж, тому що існуючі в більшості міст кабельні та повітряні лінії електропередач напругою 6 (10) кВ не справляються із збільшеним навантаженням і в багатьох випадках фізично зношені.

Сучасні світові тенденції в розвитку електричних мереж свідчать про прагнення багатьох розвинених країн до впровадження більш високих класів напруги, наприклад 20 кВ, що дозволить зменшити обсяг використання кольорового металу, зменшити втрати електричної енергії і збільшити дальність її передачі.

Введення ринку електроенергії передбачає в якості підвищення конкурентоспроможності енергопостачальних організацій зниження власних витрат на транспортування електроенергії. Вибір економічно обґрунтованих перерізів проводів і довжин повітряних ліній електропередачі сприяє цьому.

Найбільш оптимальним способом поетапного заміщення мереж 6-10 кВ, які виробили свій ресурс, є переведення існуючих навантажень на нові мережі 20 кВ,

при необхідності - з використанням електромережевого обладнання з можливістю трансформації напруги 20/10 (6) кВ.

Переведення мереж 6-10 кВ на напругу 20 кВ дає кілька очевидних переваг:

- можливість усунути дефіцит потужності на центрах живлення, розвантаживши перевантажені РП-10 кВ (розподільчий пункт) існуючих ПС (понижувальна підстанція), і створити резерви для гарантованого надійного електропостачання споживачів в періоди пікових навантажень або несприятливих погодних явищ;
- збільшення пропускної здатності мережі, особливо в умовах сучасного збільшення споживання електроенергії;
- зниження втрат електроенергії і напруги.

В даний час існує ряд невирішених технічних проблем, що заважають впровадженню мережі 20 кВ:

- відсутність проектних рішень на перебудову ПЛ 6-10 кВ (повітряна лінія) і трансформаторних підстанцій на 20 кВ;
- можливі витрати електромережових підприємств з переведення не тільки власних електроустановок на напругу 20 кВ, а й електроустановок, що належать споживачам;
- витрати на переведення ділянок мережі 6-10 кВ з великою часткою кабельних ліній електропередачі на напругу 20 кВ в зв'язку з необхідністю повної заміни кабельних ділянок мережі;
- відсутність критеріїв доцільності переведення ділянок мережі 6-10 кВ на рівень 20 кВ, виходячи з техніко-економічних показників (з урахуванням частки кабельних ліній 6-10 кВ, абонентських електроустановок, технічного стану і можливості перебудови повітряних ЛЕП 6-10 кВ (лінія електропередачі), протяжністю та завантаженням ЛЕП, інших факторів).

Також одним з найважливіших аспектів переведення мережі більш низької напруги на 20 кВ є проблема вибору заземлення нейтралі. Вибір режиму заземлен-

										Арк
										13
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.069.ПЗ					

ня нейтралі (або за іншим способом заземлення нейтралі) є виключно важливим питанням при проектуванні і експлуатації (реконструкції) електричної мережі.

Режим заземлення нейтралі визначає:

- струм в місці пошкодження і перенапруги на непошкоджених фазах при однофазному замиканні;
- схему побудови релейного захисту від замикань на землю;
- рівень ізоляції електрообладнання;
- вибір обмежувача перенапруги (ОПН) для захисту від перенапруг;
- безперебійність електропостачання;
- допустимий опір контуру заземлення підстанції;
- безпеку персоналу і електроустаткування при однофазних замиканнях.

Таким чином, очевидно, що режим заземлення нейтралі впливає на значне число технічних рішень, які реалізуються в конкретній мережі.

Особливість кабельних електричних мереж 20 кВ - низькоомне резистивне заземлення нейтралі. Переваги низькоомного резистивного режиму заземлення нейтралі в мережах середньої напруги відомі.

До них відносяться створення умов для:

- практично повного виключення дугових перенапруг високої кратності і переходу однофазних замикань в міжфазні (багатомісні) КЗ,
- а також ураження персоналу і сторонніх осіб при однофазном замиканні на землю (ОЗЗ);
- селективної роботи пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) при ОЗЗ і ряд інших переваг.

Тому було б логічним не тільки в кабельних, але і в повітряних мережах 20 кВ застосувати подібне заземлення нейтралі.

В Україні недостатньо розроблена нормативна база щодо формування електричної мережі 20 кВ із зазначеним режимом нейтралі. При цьому вимоги до заземлюючих пристроїв електроустановок вище 1 кВ, що є одним з основних критеріїв електробезпеки, нормуються лише для мереж з ефективно заземленою і ізо-

									Арк
									14
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.069.ПЗ				

льованою нейтраллю. Тому при вирішенні питань електробезпеки в мережі 20 кВ з низькоомним резистивним заземленням нейтралі залишається приймати до уваги забезпечення норм по напрузі дотику і крокової напруги.

Таким чином, очевидно, що режим заземлення нейтралі впливає на значне число технічних рішень, які реалізуються в конкретній мережі. В даний час застосовуються такі методи заземлення нейтралі мереж 6-35 кВ.

На рисунку 1.2 представлені схематичні позначення різних способів заземлення нейтралі.

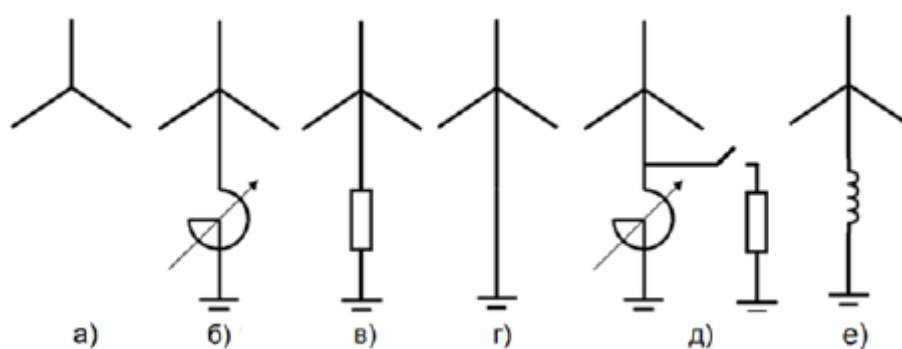


Рисунок 1.2 – Схематичне позначення режимів заземлення нейтралі

Рисунок 1 а – Ізольована нейтраль.

При цьому способі заземлення нейтральна точка джерела (генератора або трансформатора) не приєднана до контуру заземлення. У разі аварійної ситуації струм короткого замикання (СКЗ) буде малий у зв'язку з відсутністю провідного контуру, по якому він міг би текти.

Рисунок 1 б – Заземлена через дугогасильний реактор (ДГР).

При цьому способі нейтральну точку мережі отримують, використовуючи спеціальний трансформатор, до якого приєднують дугогасильний реактор. В цьому випадку зниження СКЗ домагаються тим, що компенсують ємнісний струм замикання індуктивним струмом реактора.

Рисунок 1 в – Заземлена через резистор (низькоомний або високоомний)

В цьому випадку СКЗ буде досить великий, але відсутність дугових перенапруг при ОЗЗ і можливість організації селективного релейного захисту (РЗ) є незаперечними перевагами режиму резистивного заземлення нейтралі.

Рисунок 1 г – Глухозаземлена (безпосередньо приєднана до заземлювального контуру).

Даний спосіб заземлення застосовується в чотирьохпровідних повітряних мережах середньої напруги 4-25 кВ. Струми однофазного замикання в цьому випадку досягають декількох кА.

Рисунок 1 д – Комбінований варіант

В цьому режимі нейтраль заземлена через ДГР і резистор, підключений до нього паралельно. Цей режим має переваги двох інших режимів: з нейтраллю, заземленою через ДГР, і резистивного заземлення. У першу чергу він покликаний обмежити ємнісні струми замикання на землю в лінії і зберегти безперервність електропостачання.

Рисунок 1 е – Заземлена через індуктивність.

З метою обмеження несиметричного струму замикання, в нейтраль трансформаторів включається реактивний опір такого номіналу, щоб обмежити цей несиметричний струм і забезпечити коефіцієнт замикання на землю не більше 1,4.

1.3 Вибір режиму роботи мережі при переведенні 6-10 кВ на напругу 20 кВ

При переведенні мережі 6-10 кВ на напругу 20 кВ рекомендується встановити режим низькоомного резистивного заземлення нейтралі. Перевагами даного виду заземлення нейтралі є:

- відсутність дугових перенапруг високої кратності і багатомісних ушкоджень в мережі;
- виключення ферорезонансних процесів і пошкоджень трансформаторів напруги;
- зменшення ймовірності ураження персоналу і сторонніх осіб при однофазному замиканні;
- практично повне виключення можливості переходу однофазного замикання в багатофазне;

- можливість локалізації пошкодженої ділянки мережі дією пристроїв РЗА.

В якості схеми розподільчої мережі 20 кВ рекомендується застосовувати радіальну з резервними зв'язками, як по мережі, так і по джерелу живлення. Розподільні й живлячі мережі рекомендується проектувати поєднаними, тобто до магістральних ліній підключаються відгалуженнями споживачі, розташовані в зоні дії цих магістралей [8].

Магістральні лінії, орієнтовані в основному уздовж доріг, мають розриви на перемикальних пунктах, де встановлювалися вимикачі з захистом з мінімальною витримкою часу і АПВ (автоматичне повторне включення). На лініях, що відходять від районних підстанцій, також встановлений захист і АПВ з витримкою часу на одну ступінь більше, ніж на перемикальних пунктах. На відпайках встановлені силові запобіжники. Магістралі по довжині секціоновані вимикачами для можливості виділення пошкодженої ділянки мережі. У разі пошкодження або ремонту на ділянці мережі, резервування могло здійснюватися від сусідньої лінії і від сусідньої районної підстанції [7].

Особливість схеми переведення полягає в тому, що в міру зростання навантажень і збільшення втрат напруги в лініях 20 кВ є можливість, шляхом будівництва додаткових підстанцій 110/20 кВ, розчленувати кожен магістральну лінію на дві частини (за допомогою перемикача пункту з нормально розімкненим роз'єднувачем) і забезпечити живлення з іншого боку.

Такий метод збільшення пропускної здатності не вимагає реконструкції існуючих мереж.

Латвійські інженери при реконструкції прагнули максимально використовувати наявну мережу 10 кВ, вартість якої становить 65-75 % всієї вартості розподільної мережі [8]. Зберегти мережу 10 кВ практично без змін, збільшивши її пропускну здатність в 4 рази, можливо шляхом переведення мережі 10 кВ на напругу 20 кВ з резистивним заземленням нульової точки. При цьому потрібно перебудувати трансформаторні підстанції 110/10 кВ на підстанції 110/20 кВ, тобто можна замінити трансформатори, або шляхом невеликих переробок з трансформатора 110/10 кВ

отримати трансформатор 110/20 кВ. Також, є можливість використання трансформаторів 110/35/10 (6) після його реконструкції на напругу 110/20/10 (6). Крім того, буде потрібно реконструкція трансформаторних підстанцій з 10/0,4 на 20/0,4 кВ.

Переведення мережі 10 кВ на напругу 20 кВ з резистивно-заземленою нейтраллю можливо зробити або одночасно - для цілого району, охопленого мережами від однієї підстанції 110/10 кВ, або по частинах, починаючи від споживчого кінця. Спосіб переведення буде визначатися наявністю обладнання та персоналу.

Обсяг робіт по переведенню мережі 10 кВ на напругу 20 кВ складається з наступних заходів:

- Заміна трансформатора 110/10 кВ на підстанції на трансформатор 110/20 кВ відповідної потужності. Останній може бути отриманий шляхом перемикання вторинних обмоток трансформатора 110/10 кВ з трикутника в зірку з виводом нульової точки з одночасним зменшенням на 10-12% числа витків первинної обмотки. У випадку з трансформатором 110/35/10 (6), є можливість отримати трансформатор з напругою обмоток 110/20/10 (6) шляхом перемикання обмотки 35 кВ з зірки в трикутник.
- Заміна пристрою РП 10 кВ на РП 20 кВ.
- Переробка контуру заземлення з доведенням його опору до розрахункової величини.
- Переробка лінійних і перемикальних пунктів з заміною лінійних роз'єднувачів і розрядників і вимикачів на 20 кВ [38].
- Реконструкція абонентських трансформаторних підстанцій з напругою 10 кВ на 20 кВ резистивно-заземленою нейтраллю.
- Габарити ЛЕП 10 кВ згідно правил встановлення охоронних зон об'єктів електромережевого хазяйства і особливих умов використання земельних ділянок, розміщених в межах таких зон не відрізняються від габаритів ЛЕП 20 кВ. Переведення ЛЕП зводиться в цих умовах до заміни ізоляторів і гаків. У районах з малим забрудненням повітря є можливість, як показує зарубіжний досвід, зберегти хоча б тимчасово ізоляцію 10 кВ після переведення на 20

кВ, не враховуючи можливість резистивного заземлення нейтралі при переведенні на 20 кВ, що дозволяє взагалі відмовитися від посилення ізоляції ЛЕП [9, 10].

- Залишається відкритим питання вибору релейного захисту, в зв'язку з тим, що він безпосередньо залежить від обраного режиму заземлення нейтралі.
- Значна частина апаратури 10 кВ може бути використана і при роботі в системі 20 кВ з резистивно-заземленою нейтраллю: силові трансформатори в центрах живлення, штирові та опорні ізолятори, трансформатори струму. Заміні підлягають вимикачі, розрядники, трансформатори напруги. Дуже важливо, що можуть бути повністю використані повітряні мережі, які становлять приблизно вартості всіх мережевих споруд [38].
- Після реконструкції схема мережі 20 кВ являє собою радіальні магістральні лінії з резервними зв'язками як по мережі, так і по джерелу живлення. Розподільні й поживні мережі повинні бути запроектовані суміщеними, тобто до магістральних ліній підключаються відгалуженнями споживачі, розташовані в зоні дії цих магістралей [8-10].
- Під час переведення можливе застосування розділового пересувного трансформатора 10/20 кВ, який у міру перемикання окремих ділянок мережі може пересуватися в напрямку центру живлення. Має сенс також переведення ліній 10 кВ на 20 кВ здійснювати по окремих лініях, що відходять від центру живлення. У цьому випадку, очевидно, буде потрібно на підстанції 110 кВ тимчасово мати в роботі два трансформатори 110/10 кВ і 110/20 кВ і два РП 10 і 20 кВ.
- У ряді міст трансформаторні пункти 6 кВ використовувалися на 20 кВ, в зв'язку з тим, що трансформатор 20 / 0,4 за габаритами в змозі розміститися на місці трансформатора 6 (10) / 0,4 після змін, пов'язаних зі зручністю підводки фаз до його введів [9].

Сучасні світові тенденції в розвитку електричних мереж свідчать про прагнення багатьох розвинених країн до впровадження більш високих класів напруги,

наприклад 20 кВ, що дозволить зменшити втрати електричної енергії і збільшити дальність її передачі.

Реконструкція мереж в колишніх параметрах і повному обсязі з економічних і технічних причин сьогодні недоцільна. Розвиток розподільних електричних мереж повинен бути направлений на підвищення надійності, забезпечення якості та економічності енергопостачання споживачів шляхом постійного вдосконалення мереж на базі інноваційних технологій з перетворенням їх в інтелектуальні (активно-адаптивні) мережі.

В сучасних умовах зі зміненими цінами на електротехнічне обладнання та з ростом тарифів на електроенергію рекомендовані значення економічної щільності струму вже не є економічними, так як не відповідають мінімуму щорічних витрат. Тому при виборі перерізу проводів повітряних ЛЕП слід керуватися технічними вимогами і, в першу чергу, - допустимим струмовим навантаженням. В цьому випадку для однієї і тієї ж потужності навантаження переріз проводів на 10 і 20 кВ будуть відрізнятися в 2-3 рази ($F_{10\text{ кВ}} > F_{20\text{ кВ}}$), то втрати потужності на напрузі 20 кВ будуть в 1,5 рази менші, ніж при 10 кВ. Для кабельних ліній 20 кВ кабелі мають освинцьовані жили, через що їх допустимі струми на 30-35 % менші, ніж у кабелів на 10 кВ. В результаті втрати потужності в кабельних лініях на 20 кВ будуть в 2 рази менші, ніж на 10 кВ. Однак, вартість кабелів на 20 кВ перевищує номінальну вартість кабелів на 10 кВ в 1,8-2,3 рази.

Істотно знизити капітальні вкладення і експлуатаційні витрати на кабельні ЛЕП можна, якщо застосувати на напрузі 20 кВ кабелі з ізоляцією із «зшитого» поліетилену.

Перехід на напругу 20 кВ дозволяє знизити витрати на експлуатацію ліній завдяки тому, що в мережах на 20 кВ використовується режим роботи з резистивно-заземленою нейтраллю, в таких мережах однофазне коротке замикання відключається з маленькою витримкою часу. Відновлення роботи мережі після короткого замикання вимагає менше ресурсів, що є великим експлуатаційним плюсом. Додатковим фактором, що підтримує перехід на напругу 20 кВ, є використання в містах

						MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			20

двопроменевих схем, при яких немає необхідності продовжувати роботу кабельної лінії при однофазному короткому замиканні. З точки зору експлуатації та безпеки обслуговування використання режиму роботи з заземленою нейтраллю переважніше. З точки зору режиму роботи мереж 20 кВ і 6 (10) кВ першому віддається перевага за часом спрацьовування релейного захисту.

Відмова від застосування мереж 10 кВ і перехід на напругу 20 кВ не знижує надійність електропостачання. А найбільш високий клас напруги не тільки скоротив би втрати електроенергії, але і збільшив маневреність системи міста, скоротив терміни технологічного приєднання споживачів, і, що важливо, виключив можливість виникнення дефіциту потужності на багато років.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		21

2 Розрахунок режимів роботи и вибір обладнання

2.1 Вибір силових трансформаторів

Вибір потужності силових трансформаторів проводиться з розрахунку їх переважувальної здатності при виході з ладу одного з трансформаторів. На підстанції встановлено два трансформатори, які можуть працювати паралельно. Тому допустиме аварійне перевантаження становить 40 % від номінальної потужності трансформатора.

Проведемо їх заміну на трансформатори типу ТД-40000/110 кВА, які мають вторинну напругу 10 кВ та більший запас потужності.

Таблиця 2.1 – Паспортні дані трансформатора [11]

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_x , кВт	$\Delta P_{хз}$, кВт	$U_{кз}$, %	I_x , %
ТД- 40000/110	40	121	10,5	50	160	10,5	0,65

2.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення

При розрахунку струмів КЗ складають однолінійну схему електроустановки з усіма елементами, що впливають на струм КЗ. Для визначення струмів коротких замикань складають спрощену розрахункову схему підстанції (без магнітних зв'язків), що відповідає початковій схемі (рисунок 2.1).

					МР.5.8.141.069.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Мелащенко				Технічна частина	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	22	79
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

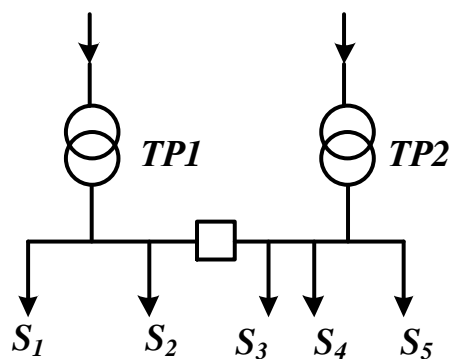


Рисунок 2.1 - Розрахункова схема підстанції

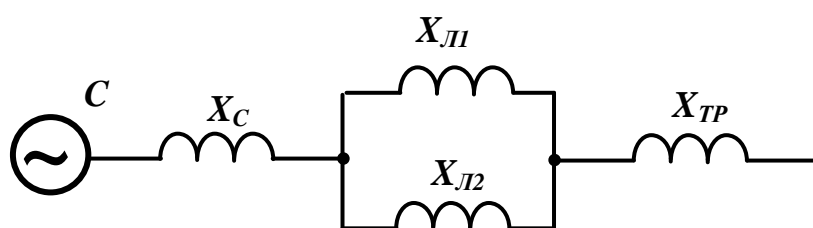


Рисунок 2.2 - Схема заміщення підстанції

Параметри схеми заміщення наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Параметри схеми заміщення [11]

S_6 , МВА	$S_{кз}$, МВА	$S_{н.тр}$, МВА	U_B , кВ	U_H , кВ	U_K , %	ρ_{LR} , Ом
1000	2000	40	110	10	10,5	0,18

Проведемо розрахунок опорів елементів схеми заміщення за допомогою формул наближеного приведення. (У відносних одиницях)

Обираємо довільну базисну потужність $S_6 = 1000$ МВ А

Опір системи 110 кВ:

$$X_C^* = \frac{S_6}{S_{кз}}, \quad (2.1)$$

де $S_{кз}$ – потужність короткого замикання, МВ·А

$$X_C^* = \frac{1000}{2000} = 0,5$$

Реактивний опір трансформатора

$$x_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (2.2)$$

де $S_{\text{НОМ.ТР}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$U_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання, %

$$x_{\text{ТР}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,45$$

Опір реакторів

$$X_{\text{Р}} = x_{\text{Р}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U^2}, \quad (2.3)$$

де $X_{\text{Р}}$ – реактивний опір реактора, Ом

U – робоча напруга реактора, кВ

$$X_{\text{Р}} = 0,18 \cdot \frac{1000}{10^2} = 1,8$$

2.3 Розрахунок струмів коротких замикань

Короткими замиканнями називають замикання між фазами, які виникають при обриві проводів, пошкодженні ізоляції, ударах блискавки, перекритті ізоляції повітряних ліній.

Протікання струмів короткого замикання приводить до нагрівання струмоведучих частин і збільшення втрат електроенергії, прискорює процес старіння ізоляції, вигорання контактів.

Для запобігання пошкодження обладнання та надійної роботи підстанції при короткого замикання потрібно забезпечити швидке відключення.

Для того щоб спроектувати надійний захист, потрібно провести розрахунок вибору апаратів за найтяжчим випадком КЗ (трифазне коротке замикання).

Проводимо розрахунок струмів короткого замикання на шинах 110 кВ за спрощеною схемою заміщення відносно точки K_1 (рисунок 2.3). Для цього до схеми включаємо ті елементи, які впливають на струм КЗ.

					МП.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		24

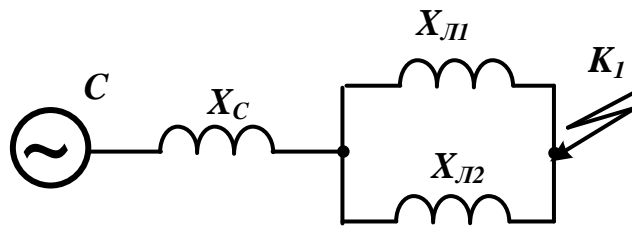


Рисунок 2.3 - Схема заміщення для точки К₁

Базисний струм:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (2.4)$$

$$I_B = \frac{1900}{\sqrt{3} \cdot 110} = 9,972 \text{ кА}$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E}{X} \cdot I_B \quad (2.5)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{1}{0,5} \cdot 9,97 = 19,95 \text{ кА}$$

Ударний струм на шинах 110 кВ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot K_y \quad (2.6)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, $K_y = 1,71$

$$i_y = \sqrt{3} \cdot 19,945 \cdot 1,71 = 59,1 \text{ кА}$$

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (2.7)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 19,95 \cdot 2,7^{-\frac{0,06}{0,025}} = 2,6 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля

$$W_R = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t + T_a) \quad (2.8)$$

$$W_R = 19,95^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 31,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Для розрахунку струмів КЗ на шинах 35 кВ використовуємо схему заміщення відносно точки К2, яка зображена на рисунку 2.4.

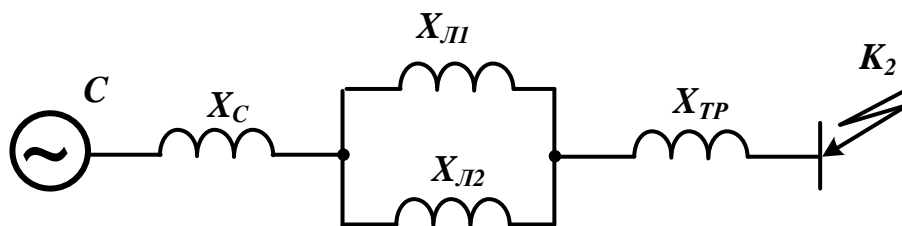


Рисунок 2.4 - Схема заміщення для точки К2

Загальний опір системи:

$$z_{\text{ЗАГ}} = \left(X_C + \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} + X_{ТР} \right) \quad (2.9)$$

$$z_{\text{ЗАГ}} = 6,37 + 192 + 38,4 = 236,77$$

Базисний струм:

$$I_B = \frac{1900}{\sqrt{3} \cdot 35} = 31,34 \text{ кА}$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{1}{1,3} \cdot 31,342 = 24,11 \text{ кА}$$

Ударний струм на шинах 35 кВ:

$$i_y = \sqrt{3} \cdot 24,11 \cdot 1,96 = 67,57 \text{ кА}$$

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 24,11 \cdot 2,7^{-\frac{0,1}{0,05}} = 3,82 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

$$W_R = 24,11^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 59,67 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Результати розрахунку струмів

Струми КЗ	$I_{кз}$ у початковий момент часу	Ударний струм, кА	$I_{кз}$ у момент витрати контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_R , $кА^2с$
Шини 110 кВ	19,945	59,073	19,945	2,559	31,813
Шини 35 кВ	24,109	67,551	24,109	3,817	59,669

2.4 Вибір обладнання розподільного пункту

2.4.1 Вибір обладнання розподільного пункту 110 кВ

Вибір вимикачів проводиться по нормальному режимі роботи. Для даної схеми потрібно врахувати те, що при виведенні в ремонт деяких вимикачів, через працюючі вимикачі можуть протікати струми трансформатора та повітряних ліній.

При розрахунку струму лінії, що відходить врахуємо максимальну пропускну здатність повітряних ліній 110 кВ.

Робочий струм вимикача:

$$I_{роб} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} + \frac{P_{пслеп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_H} \quad (2.10)$$

де $S_{ном.т}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$P_{пслеп}$ – пропускну здатність лінії 110 кВ, МВА.

$$I_{роб} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} + \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,87} = 512 \text{ А}$$

Для встановлення пропоную елегазові вимикачі типу ВГТ-110-40/2000 У1
Номінальне значення аперіодичної складової, кА, що допускається:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{відк.ном}}{100} \quad (2.11)$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

Порівняння параметрів вимикача ВГТ-110-40/2000 У1 наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Перевірка параметрів вимикача [12]

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	512 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	19,9 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	59,073 кА	102 кА
$I_{пт} \leq I_{ОткНом}$	19,9 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,559 кА	22,627 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	31,813 кА ² ·с	568 кА ² ·с

Вимикач типу ВГТ-110-40/2000 У1 повністю задовольняє умови вибору.

Максимальний робочий струм роз'єднувача становить 512 А. Для встановлення пропоную роз'єднувач типу РДЗ-1-110/1000 УХЛ1

Перевірка каталожних та розрахункових значень при виборі роз'єднувача типу РДЗ-1-110/1000 УХЛ1 наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5- Вибір роз'єднувачів 110 кВ [13]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	512 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	59,073 кА	63 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	31,813 кА ² ·с	1875 кА ² ·с

Вибір трансформаторів струму. Високовольтні вимикачі типу ВГТ-110-40/2000 У1 комплектуються вбудованими трансформаторами струму типу ТОГФ-110 У1. В нашому випадку найкращим варіантом буде трансформатор ТОГФ-110/(400/800/1600) У1, який має три обмотки. Завдяки цьому можливо при ремонті вимикачів забезпечувати на вторинній обмотці трансформатора значення струму близьким до 5 А.

Вибір трансформаторів напруги

Для вибору трансформаторів власних потреб для живлення вимірювальних приладів потрібно розрахувати сумарну потужність цих приладів.

Перелік вимірювальних приладів наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Перелік вимірювальних приладів

Прилад	Тип приладу	Спотр однієї обмотки ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Кількість приладів	Р Вт
У кола лінії							
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3
Датчик активної і реактивної потужності	И-829	10	-	1	0	1	10
Всього							16
У кола збірних шин							
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	1	10
Частотомір реєструючий	Н-315	10	1	1	0	1	10
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	1	20
Вольтметр вказуючий	Э-335	2	1	1	0	1	2
Частотомір синхр.	Э-371	3	1	1	0	1	3
Вольтметр синхр.	Э-335	2	1	1	0	2	4
Всього							49

Для встановлення пропонується трансформатор НКФ-110-06 У1

Таблиця 2.7 - Паспортні дані трансформатора напруги [14]

Напруга обмоток, кВ				S _{ном.} в класі точн., ВА						S _{макс.} , ВА
Обмотка ВН	Обмотка НН			головна I	головна II					
	головна I	головна II	дод.	0,2	0,2	0,5	1	3	3Р	2000
110/√3	110/√3	110/√3	100	100	100	200	400	500	600	

Для обладнання на стороні 110 кВ достатньо щоб трансформатор працював у класі точності 1, тому потужність навантаження становить 400 ВА.

Перевірка класу точності:

$$3 \cdot 400 > 49 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Вибір ошиновки поля. Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталелегалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм^2 (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довгостроково припустимим струмом.

Максимальний струм на зовнішньому боці становить 512 А.

Обираємо сталелегалюмінієві проводи круглої форми типу АС-240/39 [11], по одному проводу в кожній фазі, тривало-допустимий струм якого 610 А.

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_R}}{C} \quad (2.12)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{31,8 \cdot 10^6}}{91} = 63,9 \text{ мм}^2$$

Умова термічної стійкості виконується.

Радіус одиничного провода:

$$r_0 = \frac{r}{2} \quad (2.13)$$

$$r_0 = \frac{22,1}{2} = 11,05 \text{ мм}$$

Середньо геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D \quad (2.14)$$

де D – відстань між фазами, приймаємо рівною 300 см

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

Напруженість навколо провідну:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_o}} \quad (2.15)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,105 \cdot \lg \frac{378}{1,105}} = 2,3$$

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r_o}}\right) \quad (2.16)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні дроту, $m = 0,82$

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{1,105}}\right) = 27,1$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_o \quad (2.17)$$

$$1,07 \cdot 2,3 = 2,46 < 0,9 \cdot 27,073 = 24,366$$

Умова перевірки виконується.

2.4.2 Вибір обладнання розподільного пункту 35 кВ

Робочий струм на шинах:

$$I_{РОБ.ТР} = \frac{S_{НОМ.ТР} \cdot 0,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (2.18)$$

$$I_{РОБ.ТР} = \frac{40 \cdot 0,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 231 \text{ А}$$

Максимальне значення струму на шинах:

$$I_{МАКС} = \frac{S_{НОМ.Тр-ра} \cdot 1,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (2.19)$$

$$I_{МАКС} = \frac{40 \cdot 1,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 462 \text{ А}$$

Робочий струм кола споживачів і кола трансформаторів другого ступеня трансформації

$$I_{\text{РОБ}} = \frac{S_{\text{НАВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (2.20)$$

$$I_{\text{РОБ}} = \frac{3,15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 155,7 \text{ А}$$

Вибір трансформаторів струму. Для вимірювальних приладів на стороні 35 кВ встановлюємо трансформатори струму з класом точності 0,5 для забезпечення точності вимірів лічильників. Перелік приладів наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8- Перелік вимірювальних приладів

Прилад	Тип приладу	Навантаження фаз, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	-	0,1	0,1
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної та реактивної потужності	САЗ-И680	2,5	2,5	-
Разом		3	2,6	0,6

Для встановлення приймаємо трансформатор струму ТВ-35 I, паспортні данні якого наведені в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 - Паспортні дані трансформатора струму [15]

Тип трансформатора	U _н , кВ	I _н , А		I ₁ /I ₂ , кА/с	i _{дин} , кА	Варіант виконання вторинних обмоток	Ном. навантаження в класі точності, Ом
		I ₁	I ₂				0,5
ТВ-35 I	35	400	5	34/3	165	0,2/0,5/5р/10р	0,4

Перевірка трансформатора струму за навантаженням

Визначаємо опір приладів:

$$Z_{\text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\text{ПРИЛ}}}{I^2}, \quad (2.21)$$

де $S_{\text{ПРИЛ}}$ – найбільше навантаження на фазу, ВА

$$Z_{\text{прил}} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів:

$$Z_{\text{ПР}} = Z_{\text{НОМ}} - Z_{\text{ПРИЛ}} - Z_{\text{К}} \quad (2.22)$$

де $Z_{\text{НОМ}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{ПРИЛ}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{К}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{ПР}} = 0,4 - 0,12 - 0,01 = 0,27 \text{ Ом}$$

Приймаємо переріз сполучних проводів за умовами механічної міцності 4 мм^2 для алюмінієвих жил. Довжина кабелю $L=7 \text{ м}$

Переріз жил при даній довжині кабелю:

$$Z_{\text{ПР}} = \rho \cdot \frac{l}{F} \quad (2.23)$$

де ρ – питомий опір алюмінію, $0,0282 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$

F - переріз жил, мм^2

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{0,0282 \cdot 7}{4} = 0,049 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{ПРИЛ}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{ПР}} \quad (2.24)$$

$$Z_{\text{Н}} = 0,12 + 0,01 + 0,049 = 0,179 \text{ Ом}$$

Отримане значення опору менше $0,4 \text{ Ом}$.

Вибір трансформаторів напруги. Для вибору трансформаторів напруги складаємо перелік приладів, які живляться від даного трансформатора. Оскільки в нас є лічильники то обираємо для встановлення трансформатор типу ЗНОЛ-10 УЗ з класом точності 0,5, паспортні данні якого наведені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10- Паспортні дані трансформатора напруги [13]

Тип трансформатора	U_H , кВ	U_{H1} , кВ	U_{H2} , кВ	S_H , ВА	$S_{ПРЕД}$, ВА	Схема з'єднання
ЗНОМ-35	35	$\frac{35000}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	75	630	1/1/1-0-0

Таблиця 2.11 - Перелік вимірювальних приладів

Прилад	Тип приладу	$S_{обмотки}$ ВА	Кількість обмоток	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Кільк. приладів	Загальна S	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э-59	2	1	1	0	2	4	
Ватметр	Д-335	0,5	2	1	0	1	1	
Лічильник активн. і реактивн. потужності	ZMD410CR 44.0007.C2.S2	2	2	0,38	0,925	1	4	9,74
Датчик активної потужності	E-829	10	-	1	0	1	10	
Релейний захист							15	
Разом							34	9,74

Вторинне навантаження:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.25)$$

$$S_{2p} = \sqrt{34^2 + 9,74^2} = 35,37 \text{ ВА}$$

Вибір збірних шин. Ошиновка закритих РП 35 кВ виконується твердими шинами. Вибір перерізу виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц.

Максимальне значення струму на шинах 462 А.

Обираємо за максимальним струмом переріз шини:

Алюмінієва шина 40×4 мм, допустимий струм 480 А [13]

									Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					34

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{59,669 \cdot 10^6}}{91} = 84,9 \text{ мм}^2$$

Момент інерції поперечного перерізу шини;

$$W_y = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (2.26)$$

де b – ширина шини, см;

h – висота шини, см.

$$W_y = \frac{0,4 \cdot 4^3}{12} = 2,133 \text{ см}^4$$

Власна частоту коливань шини:

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{W_y}{q}}, \quad (2.27)$$

де q – поперечний переріз шини, см²

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{2,1333}{4}} = 56,217 \text{ Гц}$$

Найбільше питоме зусилля при трьох фазному КЗ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (2.28)$$

де a – відстань між фазами, м

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{51,84^2}{0,6} = 192,6 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Найбільший вигинаючий момент:

$$M = \frac{f \cdot L^2}{10} \quad (2.29)$$

$$M = \frac{192,6 \cdot 1,5^2}{10} = 43,3 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Момент опору шини відносно осі:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (2.30)$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 10,67 \text{ см}^3$$

Напруга в матеріалі шини:

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} \quad (2.31)$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{43,3}{10,67} = 4,062 \text{ МПа},$$

$\sigma_{\text{доп}}=75$ МПа [11], допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТТ.

$$4,062 < 75$$

Умова виконується

Вибір реакторів. Реактори призначені для обмеження струму короткого замикання та підтримання при цьому достатньої напруги на неущкоджених частинах електроустановки за реактором у мережах змінного струму.

Для встановлення приймаємо реактор типу РТОС-35-1000-0,14, паспортні данні якого наведені в таблиці 2.12. Установимо їх після кожного трансформатора.

Таблиця 2.12 - Паспортні дані реактора [16]

Тип	U_H , кВ	I_H , А	ρ , Ом	I_t , кА/с	$i_{\text{дин}}$, кА
РТОС-35-1000-0,14	35	1000	0,14	144,6	368,6

Для лінійних реакторів реактанс повинен бути в межах: $x_p \% \leq 8 \%$

Реактанс реактора РТОС-35-1000-0,14:

$$x_p \% = \frac{x_p \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{реак}}}{U} \cdot 100\% \quad (2.32)$$

$$x_p = \frac{0,14 \cdot \sqrt{3} \cdot 1000}{35000} \cdot 100 \% = 6,93 \%$$

2.5 Реконструкція підстанції на клас напруги 110 кВ

Вибір силових трансформаторів

Проведемо їх заміну на трансформатори типу SF 11 - 50000/110 кВА, паспортні данні якого наведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Паспортні дані трансформатора [17]

$S_{НОМ}$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_X , %
40	121	20	24	148	10,5	0,18

Розрахунок параметрів схеми заміщення

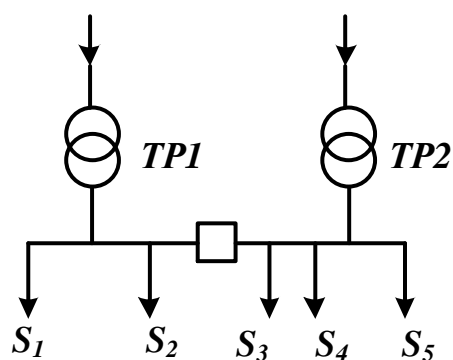


Рисунок 2.5 - Розрахункова схема підстанції

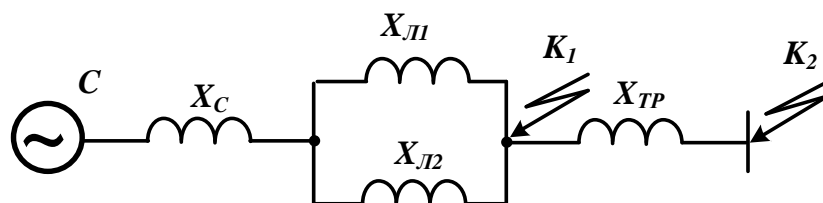


Рисунок 2.6- Схема заміщення підстанції

Параметри схеми заміщення, яка зображена на рисунку 2.6, наведені в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14- Параметри схеми заміщення [11]

S_6 , МВА	$S_{КЗ}$, МВА	$S_{Н.ТР}$, МВА	U_B , кВ	U_H , кВ	U_K , %	ρ_{LR} , Ом
1000	2000	40	110	20	10,5	0,14

Проведемо розрахунок опорів елементів схеми заміщення за допомогою формул наближеного приведення. (У відносних одиницях)

Обираємо довільну базисну потужність $S_б = 1000$ МВА.

Опір системи 110 кВ:

$$X^*_c = \frac{1000}{2000} = 0,5$$

Реактивний опір трансформатора:

$$x_{тр} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{50} = 2,1$$

Опір реакторів:

$$X_p = 0,14 \cdot \frac{1000}{20^2} = 0,35$$

Розрахунок струмів коротких замикань на шинах 110 кВ

Проводимо розрахунок струмів короткого замикання за спрощеною схемою заміщення відносно точки K_1 (рисунок 2.7). Для цього до схеми включаємо ті елементи, які впливають на струм КЗ.

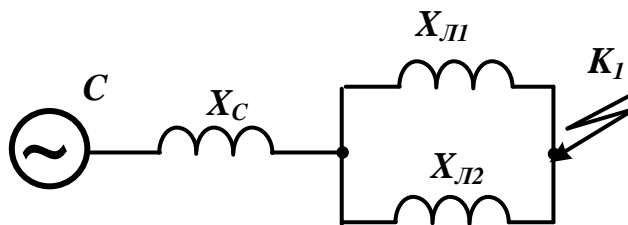


Рисунок 2.7- Схема заміщення для точки K_1

Базисний струм:

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,25 \text{ кА}$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{п0} = \frac{1}{0,5} \cdot 5,25 = 10,5 \text{ кА}$$

Ударний струм на шинах 110 кВ:

$$i_y = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,71 = 31,1 \text{ кА}$$

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 10,497 \cdot 2,7^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,37 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

$$W_R = 10,5^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 9,37 \text{ кА}^2\text{с}$$

Вибір обладнання розподільного пункту 110 кВ

Вибір вимикачів

Робочий струм вимикача:

$$I_{\text{роб}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} + \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,87} = 512 \text{ А}$$

Для встановлення пропонується елегазові вимикачі типу ВГТ-110-40/2000 У1

Номінальне значення аперіодичної складової, що допускається:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

Перевірка на термічну стійкість

$$40^2 \cdot 0,355 = 568 \text{ кА}^2\text{с}$$

Порівняння параметрів вимикача типу ВГТ-110-40/2000 У1 наведено в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 - Перевірка параметрів вимикача [12]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	512 А	2000 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	19,9 кА	40 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	59,073 кА	102 кА
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откНом}}$	19,9 кА	40 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	2,56 кА	22,63 кА
$W_K \leq I_T^2 t_T$	31,8 кА ² ·с	568 кА ² ·с

Вимикач типу ВГТ-110-40/2000 У1 повністю задовольняє умови вибору.

Вибір роз'єднувачів. Максимальний робочий струм роз'єднувача становить 512 А. Для встановлення пропоную роз'єднувач типу РДЗ-1-110/1000 УХЛ1, паспортні та розрахункові данні наведено в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ [13]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	512 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	59,073 кА	63 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	31,8 кА ² ·с	1875 кА ² ·с

Вибір трансформаторів струму. Високовольтні вимикачі типу ВГТ-110-40/2000 У1 комплектуються вбудованими трансформаторами струму типу ТОГФ-110 У1. Ми обираємо трансформатор ТОГФ-110/(400/800/1600) У1, який має три обмотки. Завдяки цьому можливо при ремонті вимикачів забезпечувати на вторинній обмотці трансформатора значення струму близьким до 5 А.

Вибір трансформаторів напруги. Для вибору трансформаторів власних потреб для живлення вимірювальних приладів потрібно розрахувати сумарну потужність цих приладів. Перелік вимірювальних приладів наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 - Перелік вимірювальних приладів

Прилад	Тип приладу	Спож однієї обмотки ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Кількст..п приладів	P Вт
У коло лінії							
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3
Датчик активної і реактивної потужності	И-829	10	-	1	0	1	10
Всього							16
У коло збірних шин							
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	1	10
Частотомір реєструючий	Н-315	10	1	1	0	1	10
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	1	20
Вольтметр вказуючий	Э-335	2	1	1	0	1	2
Частотомір синхр.	Э-371	3	1	1	0	1	3
Вольтметр синхр.	Э-335	2	1	1	0	2	4
Всього							49

Для встановлення пропоную трансформатор НКФ-110-06 У1, паспортні дані якого наведені в таблиці 2.19

Таблиця 2.19 - Паспортні дані трансформатора напруги [18]

Напруга обмоток, кВ				S _{ном.} в класі точн., В·А						S _{макс.} , ВА
Обмотка ВН	Обмотка НН			ГОЛОВНА I	ГОЛОВНА II					
	ГОЛОВНА I	ГОЛОВНА II	ДОД.		0,2	0,2	0,5	1	3	3Р
$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	100	100	100	200	400	500	600	2000

Для обладнання на стороні 110 кВ достатньо щоб трансформатор працював у класі точності 1, тому потужність навантаження становить 400 ВА.

Вибір ошиновки поля. Максимальний струм на зовнішньому боці становить 512 А.

Обираємо сталевалюмінієві проводи круглої форми типу АС-240/39 [11], по одному проводу в кожній фазі, тривалодопустимий струм якого 610 А.

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{31,8 \cdot 10^6}}{91} = 63,9 \text{ мм}^2$$

Умова термічної стійкості виконується.

Радіус одиничного проводу:

$$r_0 = \frac{22,1}{2} = 11,05 \text{ см}$$

Середньо геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

Напруженість навколо проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,1 \cdot \lg \frac{378}{1,105}} = 2,3 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{1,1}}\right) = 27,1 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_o$$

$$1,07 \cdot 2,3 = 2,46 < 0,9 \cdot 27,1 = 24,36$$

Умова перевірки виконується.

2.6 Реконструкція підстанції на клас напруги 20 кВ

Розрахунок струмів коротких замикань на шинах

Для розрахунку струмів КЗ на шинах 20 кВ використовуємо схему заміщення відносно точки К2 (рисунок 2.8).

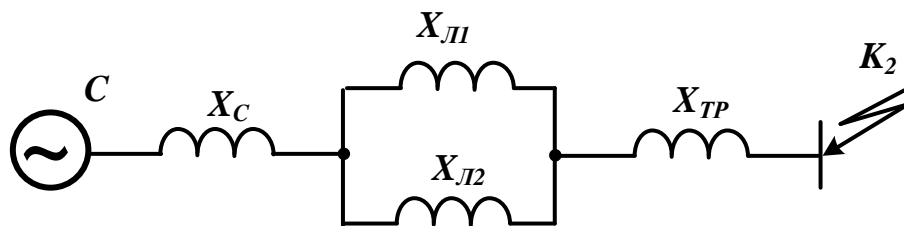


Рисунок 2.8 - Схема заміщення для точки К2

Загальний опір системи:

$$z_{\text{заг}} = 194,6 \text{ Ом}$$

Базисний струм:

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,87 \text{ кА}$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{п0}} = \frac{1}{194,6} \cdot 28,87 = 14,83 \text{ кА}$$

Ударний струм на шинах 20 кВ:

$$i_y = \sqrt{3} \cdot 14,83 \cdot 1,956 = 50,26 \text{ кА}$$

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 14,83 \cdot 2,7^{-\frac{0,1}{0,05}} = 2,88 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

$$W_R = 14,83^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 33,01 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунку струмів коротких замикань наведено в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 - Результати розрахунку струмів коротких замикань.

Струми КЗ	$I_{кз}$ у початковий момент часу	Ударний струм, кА	$I_{кз}$ у момент витрати контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля W_R , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ	10,5	31,1	10,5	1,37	9,37
Шини 20 кВ	14,384	50,26	14,83	2,88	33,01

Вибір обладнання розподільного пункту 20 кВ

Робочий струм на шинах:

$$I_{\text{роб.тр}} = \frac{50 \cdot 0,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 20} = 505 \text{ А}$$

Максимальне значення струму на шинах:

$$I_{\text{макс}} = \frac{50 \cdot 1,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 20} = 1010 \text{ А}$$

Робочий струм кола споживачів і кола трансформаторів другого ступеня трансформації:

$$I_{\text{роб}} = \frac{3,15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 90,9 \text{ А}$$

Проведемо заміну старих КРП у зв'язку із відпрацюванням свого робочого ресурсу.

Обираємо для встановлення у колі вводу робочого живлення вимикачі типу Si-on-24-1250 УХЛ2, паспортні данні якого наведено в таблиці 2.20, у колі споживачів та трансформаторів другого ступеня трансформації – вимикачі типу VD4-24-630 У2, паспортні данні якого наведено в таблиці 2.21.

						MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			43

Таблиця 2.20 - Перевірка параметрів вимикача Sion-24-1250 УХЛІ2 [12]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	20 кВ	20 кВ
$I_{РОЗР} \leq I_{НОМ}$	1010 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	13,784 кА	25 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	38,13 кА	63 кА
$I_{нт} \leq I_{ВІКЛ.НОМ}$	13,784 кА	25 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,64 кА	14,142 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	28,5 кА ² ·с	2976,7 кА ² ·с

Таблиця 2.21 - Перевірка параметрів вимикача VD4-24-630 У2 [12]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	20 кВ	20 кВ
$I_{РОЗР} \leq I_{НОМ}$	1010 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	13,784 кА	25 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	38,131 кА	63 кА
$I_{нт} \leq I_{ВІДК.НОМ}$	13,784 кА	25 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,638 кА	14,142 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	28,502 кА ² ·с	2976,7 кА ² ·с

Обрані вимикачі повністю задовольняють умови вибору.

Вибір трансформаторів струму. Для вимірювальних приладів на стороні 20 кВ встановлюємо трансформатори струму з класом точності 0,5 для забезпечення точності вимірів лічильників.

Таблиця 2.22- Перелік вимірювальних приладів

Прилад	Тип приладу	Навантаження фаз, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	-	0,1	0,1
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної та реактивної потужності	СА3-И680	2,5	2,5	-
Разом		3	2,6	0,6

Для встановлення приймаємо трансформатор струму ТОЛ-20-3

Перевірка трансформатора струму за навантаженням

Визначаємо опір приладів:

$$Z_{\text{прил}} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом} .$$

Опір сполучних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,12 - 0,1 = 0,18 \text{ Ом}$$

Приймаємо перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності 4 мм² для алюмінієвих жил.

Довжина кабелю $L=6$ м

Переріз жил при даній довжині кабелю:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 6}{4} = 0,042 \text{ Ом} .$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{н}} = 0,12 + 0,1 + 0,042 = 0,262 \text{ Ом}$$

Отримане значення опору менше 0,4 Ом.

Вибір трансформаторів напруги. Для вибору трансформаторів напруги складаємо перелік приладів, які живляться від даного трансформатора. Оскільки в нас є лічильники то обираємо для встановлення трансформатор типу ЗНОМ-20 У3 з класом точності 0,5, паспортні данні якого наведені в таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 - Паспортні дані трансформатора напруги [13]

Тип трансформатора	U_B , кВ	U_{H1} , кВ	U_{H2} , кВ	S_H , ВА	$S_{пред}$, ВА	Схема з'єднання
ЗНОМ-20 63Т2	20	$\frac{18000}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	75	600	1/1/1-0-0

Таблиця 2.24 - Перелік вимірювальних приладів

Прилад	Тип приладу	$S_{обмотки}$ ВА	Кількість обмоток	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Кільк. приладів	Загальна S	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э-59	2	1	1	0	2	4	
Ватметр	Д-335	0,5	2	1	0	1	1	
Лічильник активн. і реактивн. потужності	ZMD410CR 44.0007.C2.S2	2	2	0,38	0,925	1	4	9,74
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	
Релейний захист							15	
Разом							34	9,74

Вторинне навантаження:

$$S_{2p} = \sqrt{34^2 + 9,74^2} = 35,36 \text{ ВА}$$

Вибір збірних шин. Ошиновка закритих РП 20 кВ виконується жорсткими шинами. Вибір перерізу виконується за допустимим струмом. жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц.

Максимальне значення струму на шинах 1010 А.

Обираємо за максимальним струмом переріз шини:

Алюмінієва шина 100×6 мм, допустимий струм 1425 А [19]

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{33,0 \cdot 10^6}}{91} = 63,14 \text{ мм}^2$$

Момент інерції поперечного перерізу шини:

									Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					46

$$W_y = \frac{0,6 \cdot 10^3}{12} = 50 \text{ см}^4$$

Власна частоту коливань шини:

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{50}{6}} = 222,22 \text{ Гц}$$

Найбільше питоме зусилля при трехфазном КЗ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{38,13^2}{0,6} = 279,0 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Найбільший вигинаючий момент:

$$M = \frac{279,0 \cdot 1,5^2}{10} = 62,8 \text{ Нм}$$

Момент опору шини відносно осі:

$$W = \frac{0,6 \cdot 10^2}{6} = 10 \text{ см}^3$$

Напруга в матеріалі шини:

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{62,785}{10} = 6,28 \text{ МПа}$$

$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ Мпа}$ [11], допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТТ.

$6,28 < 75$ - Умова виконується

Вибір реакторів. Для встановлення приймаємо реактор типу РТСТ-20-1000-0,14 УЗ, паспортні данні якого наведено в таблиці 2.25. Установимо їх після кожного трансформатора.

Таблиця 2.25 - Паспортні дані реактора [16]

Тип	U_H , кВ	I_H , А	ρ , Ом	I_t , кА/с	$i_{\text{дин}}$, кА
РТСТ-20-1000-0,14 УЗ	20	1000	0,14	31	38,5

3 Економічна частина

3.1 Розрахунок коефіцієнт окупності підстанції 35 кВ

Перелік обладнання підстанції, на основі яких будуть проведені розрахунки, наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Перелік обладнання підстанції для розрахунків [20]

Тип обладнання	Кількість, од.	Ціна за одиницю, тис. грн	Загальна вартість, тис. грн
ТД-40000/110	2	1100	2200
ТФНД-35 1000/5	5	20,6	103
ТФНД-35 600/5	5	20,6	103
ПКТ 35	2	0,100	0,200
РЛНД-1 35/1000	26	3,2	83,2
РЛНД-2 35/1000	32	3,2	102,4
ЗОН-110	32	12,1	387
ВВН-35/1000	11	4,5	49,5

Розрахунок капіталовкладень

$$K = \sum_1^n K_{\text{ВРП.110}} + \sum_1^n K_{\text{КРП.10}} \quad (3.1)$$

$$K = 30,28 \text{ млн. грн}$$

Визначення річних експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати, тис. грн

$$W = W_A + W_{\text{ВТР}} + W_O, \quad (3.2)$$

де W_A – амортизаційні відрахування (відрахування на реновацію і капітальний ремонт), тис. грн.;

$W_{\text{ВТР}}$ – витрати від втрат електроенергії в блоковому трансформаторі, авто-трансформатора зв'язку, тис. грн.;

W_O – витрати на обслуговування електроустановки (на поточний ремонт і зар-

					MP.5.8.141.069.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Мелащенко				Економічна частина	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	48	79
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

плату персоналу), тис. грн.;

Амортизаційні відрахування, тис. грн.:

$$W_A = \frac{P_A}{100} \cdot K \quad (3.3)$$

де p_A – відрахування на амортизацію, приймаю $p_A = 2,9 \%$.

Витрати від втрат електроенергії в трансформаторах:

$$W_{ВТР} = c \cdot \Delta W \cdot n \quad (3.4)$$

де c – вартість 1 кВт·г втрати електроенергії, коп./(кВт·г), приймаємо $c = 90,0$ коп./(кВт·г);

n – кількість працюючих трансформаторів

ΔW - втрати електроенергії в трансформаторі

$$\Delta W = \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_{НАВ}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_{ХХ} \cdot t \quad (3.5)$$

де $\Delta P_{ХХ}$ – втрати потужності холостого ходу кВт;

$\Delta P_{КЗ}$ – втрати потужності короткого замикання кВт;

t - тривалість роботи трансформатора, приймаємо рівним 8760 г;

τ - тривалість максимальних втрат,

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора МВА;

$S_{НАВ}$ – потужність навантаження трансформатора, МВА

$$\Delta W = 160 \cdot \left(\frac{0,7 \cdot 40}{40} \right)^2 \cdot 3633 + 50 \cdot 8760 = 722 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Витрати від втрат електроенергії в трансформаторах:

$$I_{ВТР} = 0,90 \cdot 722 \cdot 2 = 649,44 \text{ тис.грн}$$

Витрати на обслуговування електроустановки:

$$W_O = \frac{P_0}{100} \cdot K \quad (3.6)$$

									Арк
									49
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

MP.5.8.141.069.ПЗ

$$W_o = \frac{3}{100} \cdot 22,83 = 0,662 \text{ млн.грн}$$

Річні експлуатаційні витрати, тис. грн.:

$$W = 0,662 + 1,3 + 0,685 = 2,647 \text{ млн.грн}$$

Приведені затрати:

$$Z = p \cdot K + W \quad (3.7)$$

де K – капіталовкладення ;

W – річні експлуатаційні витрати;

p – коефіцієнт окупності, 0,12.

$$Z = 0,12 \cdot 22,83 + 2,647 = 5,386 \text{ млн.грн}$$

3.2 Розрахунок коефіцієнт окупності підстанції 110/20 кВ

Перелік обладнання підстанції знаходиться в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Перелік обладнання підстанції для розрахунків [20]

Тип обладнання	Кількість, од.	Ціна за одиницю, тис. грн	Загальна вартість, тис. грн
SF 11-50000/110	2	10500	21000
Sion-24	11	80	880
VD4-24	14	75	1050
ТОЛ-20-3	10	4,8	48
ЗНОЛ-20	4	9,5	38
РРЧЗ-20/6300 УЗ	26	1,5	39

Розрахунок капіталовкладень:

$$K = 23,0551 \text{ млн.грн.}$$

Визначення річних експлуатаційних витрат

Амортизаційні відрахування, тис. грн.:

$$W_A = \frac{2,9}{100} \cdot 23,055 = 0,67 \text{ млн.грн.}$$

										Арк
										50
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.069.ПЗ					

Витрати від втрат електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W = 148 \cdot \left(\frac{0,7 \cdot 40}{40} \right)^2 \cdot 3633 + 24 \cdot 8760 = 473,71 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Витрати від втрат електроенергії в трансформаторах:

$$W_{\text{ВТР}} = 0,90 \cdot 1,894 \cdot 10^6 = 1704 \text{ тис.грн}$$

Витрати на обслуговування електроустановки:

$$W_o = \frac{3}{100} \cdot 23,055 = 0,692 \text{ млн.грн}$$

Річні експлуатаційні витрати, тис. грн.:

$$W = 0,669 + 1,704 + 0,692 = 3,065 \text{ млн.грн}$$

Приведені затрати:

$$Z = 0,12 \cdot 23,055 + 3,065 = 5,832 \text{ млн.грн.}$$

3.3 Реконструкція повітряних ліній

Звичайний метод економічно обґрунтованого вибору перетину проводів і кабелів базується на використанні економічної щільності струму ($j_{\text{ек}}$). На сьогоднішній день приведені в [1] значення $j_{\text{ек}}$ застарілі. Це призводить до неправильного вибору перетину провідників, що в свою чергу приводить до збільшення втрат електричної енергії.

Для реконструкції повітряних ліній візьмемо радіальну розподільну мережу, яка характеризується декількома споживачами з різним характером навантаження на мережу та різною споживаною потужністю. Кожна ділянка повітряних ліній між споживачами та джерелом має різну довжину та тип проводу.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		51

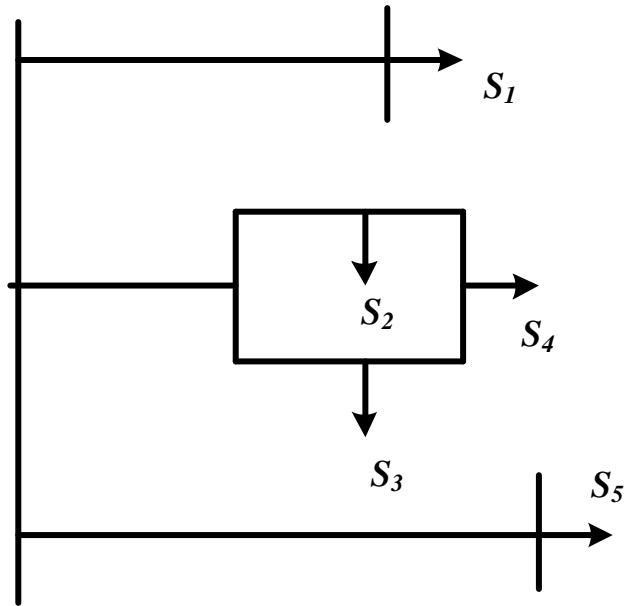


Рисунок 3.1 - Схема розподільної мережі

Характеристика споживачів за параметрами, наведена в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Характеристики споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.
S_H	$900+j636$	$500+j350$	$550+j258$	$440+j273$	$1500+j1125$
$\cos \varphi$	0,817	0,82	0,906	0,85	0,8
$T_m, \text{ г}$	2000	2500	1800	1500	2800
Категорія	III	III	III	III	III

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.069.ПЗ

Арк

52

3.4 Реконструкція повітряних ліній на клас напруги 35 кВ

При реконструкції ліній електропередачі потрібно порівняти величину втрат електроенергії при використанні значення економічної густини струму наведених у [1] та значення економічної густини струму отриманих в результаті економічних розрахунках для теперішніх умов.

Реконструкція з використанням значень [1]

Розрахунок струмів у лініях:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.8)$$

Розрахунок напруги:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (3.9)$$

Розрахунок перерізу проводів

$$F = \frac{I}{j_{ek}} \quad (3.10)$$

де j_{ek} становить 1,3 для кабелів з паперовою і проводів з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами при $T_{нб}$ 1000-3000 годин [21]

Результати розрахунків наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Результат розрахунку

Ділянка	Струм, А	U _{розр.} , кВ	U _{обр.} , кВ	F _{розр.} , мм ²	Обраний провід	Допустимий струм, А
A1	63,6	18,6	10	48,94	АС-50/8	210
A2	99,9	23,51	10	76,85	АС-70/11	265
23	64,84	19,31	10	49,88	АС-50/8	210
34	29,9	13,063	10	23	АС-25/4,2	142
A5	108,25	24,14	10	83,27	АС-95/16	330

Таблиця 3.5 - Розрахункові значення опорів ліній

Ділянка	Обраний провід	Довжина, км	r_0	x_0	R_L	X_L
A1	АС-50/8	4,5	0,59	0,345	2,655	1,553
A2	АС-70/11	3,8	0,42	0,335	1,596	1,273
23	АС-50/8	3,2	0,59	0,345	1,888	1,104
34	АС-25/4,2	2,8	1,15	0,368	3,22	1,03
A5	АС-95/16	10	0,306	0,421	3,06	4,21

Розрахунок втрат потужності в лініях:

$$S^K = S_{НАВ}$$

$$\Delta S = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U^2} \cdot (R_L + jX_L) \quad (3.11)$$

$$S^H = S^K + \Delta S$$

Час найбільших втрат:

$$\tau_1 = (0,124 + T_{НБ} \cdot 0,0001)^2 \cdot 8760 \quad (3.12)$$

Втрати електроенергії в лініях:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (3.13)$$

Таблиця 3.6 - Результати розрахунку втрат потужності

Ділянка	Кінцева потужність, кВА	Втрати, кВА	Початкова потужність, кВ·А	$T_{нб}$, годин	τ , годин	ΔW , МВт·год.
A1	900+j636	32,24+j18,86	932,2+j655	2000	919,59	29,65
34	440+j273	8,628+j2,76	448,6+j275,4	2186	761,822	5,675
23	998,6+j533	24,19+j14,15	1023+j547,3	1708	1028	18,43
A2	1523+j896	49,84+j39,75	1573+j936	1500	657,7	51,24
A5	1500+j1125	107,6+j148	1608+j1273	2800	1430	153,9

Напруга джерела живлення приймається рівною номінальній плюс 10 %, отже приймаємо її значення рівною 38,5 кВ.

Розрахунок падіння напруги:

$$U_1 = U_A - \frac{P^H \cdot R + Q^H \cdot X}{U_A} \quad (3.14)$$

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A1}^H \cdot T_{НБ1} + P_{A2}^H \cdot T_{НБА2} + P_{23}^H \cdot T_{НБ23} + P_{34}^H \cdot T_{НБ4} + P_{A5}^H \cdot T_{НБ5} \quad (3.15)$$

$$W = 12,23 \cdot 10^9 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Сумарні втрати електроенергії в мережі:

$$\Delta W = \Delta W_{A1} + \Delta W_{A2} + \Delta W_{23} + \Delta W_{34} + \Delta W_{A5} \quad (3.16)$$

$$\Delta W = 258,89 \cdot 10^6 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Втрати електроенергії у відсотках:

$$\delta = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100 \% \quad (3.17)$$

$$\delta = 2,117 \%$$

3.5 Реконструкція з використанням нових значень економічної щільності струму мережи 10 кВ

Вданому випадку $j_{ек}$ становить 0,816 для $T_{НБ}$ 1000-3000 год. [21]

Таблиця 3.7 - Результат розрахунку

Ділянка	Струм, А	$U_{розр.}$, кВ	$U_{обр.}$, кВ	$F_{розр.}$, мм ²	Обраний провід	Допустимий струм, А
A1	63,6	18,6	10	77,89	АС-70/11	265
A2	99,9	23,51	10	122,4	АС-120/19	390
23	64,84	19,3	10	79,455	АС-70/11	265
34	29,9	13,1	10	36,626	АС-35/6,2	175
A5	108,3	24,14	10	132,66	АС-120/19	390

										Арк
										55
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.069.ПЗ					

Таблиця 3.8 - Розрахункові значення опорів ліній

Ділянка	Обраний провід	Довжина, км	r_0	x_0	R_L	X_L
A1	АС-70/11	4,5	0,42	0,335	1,89	1,51
A2	АС-120/19	3,8	0,25	0,41	0,95	1,558
23	АС-70/11	3,2	0,42	0,335	1,344	1,072
34	АС-35/6,2	2,8	0,777	0,354	2,176	0,991
A5	АС-120/19	10	0,25	0,41	2,5	4,1

Таблиця 3.9 - Результати розрахунку втрат потужності

Ділянка	Кінцева потужність, кВА	Втрати, кВА	Початкова потужність, кВА	$T_{нб}$, годин	τ , годин	ΔW , МВт·год.
A1	900+j636	22,95+j18,34	922,95+j654,24	2000	919,6	21,1
34	440+j272,7	5,831+j2,66	445,831+j275,35	2186	761,47	3,84
23	995,831+j533	17,15+j13,7	1012,9+j546,7	1708	1028	13,056
A2	1512,9+j896	29,37+j48,2	1542,35+j943,9	1500	658	30,2
A5	1500+j1125	87,89+j144,1	1587,89+j1269,1	2800	1430	125,683

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 12,06 \cdot 10^9 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Сумарні втрати електроенергії в мережі:

$$\Delta W = 193,871 \cdot 10^6 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Втрати електроенергії у відсотках:

$$\delta = 1,61 \%$$

									Арк
									56
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.069.ПЗ				

Напруга джерела живлення приймається рівною номінальній плюс 10 %, отже приймаємо її значення рівною 22 кВ. Результати розрахунку наведені в таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 - Результати розрахунку напруги

Вузол	1	2	3	4	5
U _{розр} , кВ	21,74	21,74	21,54	21,43	21,4

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 11,9 \cdot 10^9 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Сумарні втрати електроенергії в мережі:

$$\Delta W = 122,81 \cdot 10^6 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Втрати електроенергії у відсотках:

$$\delta = 1,032 \%$$

Реконструкція з використанням нових значень j_{ек}

Таблиця 3.14 - Результат розрахунку

Ділянка	Струм, А	U _{розр} , кВ	U _{обр.} , кВ	F _{розр.} , мм ²	Обраний провід	Допустимий струм, А
A1	31,81	18,6	20	39	АС-40/6,7	185
A2	50	23,51	20	61,2	АС-70/11	265
23	32,4	19,31	20	39,7	АС-40/6,7	185
34	14,94	13,06	20	18,3	АС-25/4,2	142
A5	54,13	24,14	20	66,33	АС-70/11	265

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		58

Таблиця 3.15 - Розрахункові значення опорів ліній

Ділянка	Обраний провід	Довжина, км	r_0	x_0	R_L	X_L
A1	АС-40/6,7	4,5	0,72	0,35	3,24	1,575
A2	АС-70/11	3,8	0,42	0,335	1,596	1,273
23	АС-40/6,7	3,2	0,72	0,35	2,304	1,12
34	АС-25/4,2	2,8	1,15	0,368	3,22	1,03
A5	АС-70/11	10	0,42	0,335	4,2	3,35

Таблиця 3.16 - Результати розрахунку втрат потужності

Ділянка	Кінцева потужність, кВА	Втрати, кВА	Початкова потужність, кВА	$T_{нб}$, годин	τ , годин	ΔW , МВт·год.
A1	900+j6369	9,836+j4,78	909,8+j640,7	2000	919,59	9,045
34	440+j272,7	2,175+j0,69	442,2+j273,4	2186	761,469	1,418
23	992+j531,1	7,295+j3,55	999,5+j534,6	1708	1028	5,553
A2	1499+j883,6	12,08+j9,64	1512+j893,2	1500	657,7	12,418
A5	1500+j1125	36,91+j29,44	1537+j1154	2800	1430	52,781

Таблиця 2.17 - Результати розрахунку напруги

Вузол	1	2	3	4	5
$U_{розр}$, кВ	21,82	21,84	21,71	21,63	21,53

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 11,8 \cdot 10^9 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Сумарні втрати електроенергії в мережі:

										Арк
										59
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.069.ПЗ					

$$\Delta W = 81,215 \cdot 10^6 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Втрати електроенергії у відсотках:

$$\delta = 0,69 \%$$

Розрахунок економічної частини для ліній електропередач 35 кВ

Капітальні затрати

$$K = K_{\text{ПЛ}} + K_{\text{І}} + K_{\text{ОП}} , \quad (3.18)$$

де $K_{\text{ПЛ}}$ – капітальні затрати на провід повітряних ліній;

$K_{\text{І}}$ – капітальні затрати на ізолятори;

$K_{\text{ОП}}$ – капітальні затрати на опори.

Затрати на провід:

$$K_{\text{ПЛ}} = 3 \cdot L \cdot c \cdot m , \quad (3.19)$$

де L довжина ліній електропередачі;

c вартість 1 кг провідника

m вага провідника на 1 км

Затрати на опори:

$$K_{\text{ОП}} = n \cdot L \cdot c , \quad (3.20)$$

де n – кількість опор на 1 км;

L – довжина ліній електропередачі;

c – вартість однієї опори

Затрати на ізолятори:

$$K = 3 \cdot c \cdot n , \quad (3.21)$$

де c – вартість одного ізолятора;

n – загальна кількість опор

Відрахування на амортизацію;

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		60

$$W_A = \frac{p_A}{100} \cdot K, \quad (3.22)$$

де p_A – норма відрахувань на амортизацію

Відрахування на експлуатацію:

$$W_E = \frac{p_E}{100} \cdot K, \quad (3.23)$$

де p_E – норма відрахувань на обслуговування

Річні експлуатаційні витрати:

$$W = W_A + W_E \quad (3.24)$$

Приведені затрати:

$$Z = p \cdot K + W \quad (3.25)$$

Результати розрахунку економічної складової електричної мережі 35 кВ, наведені в таблиці 3.18.

Таблиця 3.18 - Результати розрахунку економічної складової електричної мережі 35 кВ при $j_{ек}=1,3$

Тип	L, км	п, од.	m, кг/км	C, грн/кг	C, грн за од.	K, тис. грн.
АС-50/8	4,5	-	195	81,4	-	214,287
АС-70/11	3,8		276	81,4		256,116
АС-50/8	3,2		195	81,4		152,382
АС-25/4,2	2,8		100,3	81,4		68,58
АС-95/16	10		385	81,4		940,17
ШС-10	-	1020	-	-	100	101,2
СВ 105-3,6		340			2000	680
Σ						2412,2

Таблиця 3.19 - Результати розрахунку економічної складової електричної мережі 35 кВ при $j_{ек}=0,816$

Тип	L, км	п, од.	m, кг/км	C, грн/кг	C, грн за од.	K, тис. грн.
АС-70/11	4,5	-	265	81,4	-	291,209
АС-120/19	3,8		471	81,4		437,07
АС-70/11	3,2		265	81,4		207,09
АС-35/6,2	2,8		175	81,4		119,658
АС-120/19	10		471	81,4		1150,18
ШС-10	-	1020	-	-	100	101,2
СВ 105-3,6	-	340	-	-	2000	680
Σ						2986,41

Розрахунок економічної частини для ліній електропередач 20 кВ

Розрахунок проводимо аналогічно до попереднього пункту, результати наведено в таблиці 3.20.

Таблиця 3.20 - Результати розрахунку економічної складової електричної мережі 20 кВ при $j_{ек}=1,3$

Тип	L, км	п, од.	m, кг/км	C, грн/кг	C, грн за од.	K, тис. грн.
АС-25/4,2	4,5	-	142	81,4	-	156,044
АС-35/6,2	3,8		175	81,4		162,393
АС-25/4,2	3,2		142	81,4		110,965
АС-16/2,7	2,8		111	81,4		75,897
АС-50/8	10		210	81,4		512,82
ШФ-20	-	1020	-	-	70	71,4
СВ 105-3,6	-	340	-	-	2000	680
Σ						1769,512

Таблиця 2.21 - Результати розрахунку економічної складової електричної мережі 20 кВ при $j_{ек} = 0,816$

Тип	L, км	n, од.	m, кг/км	C, грн/кг	C, грн за од.	K, тис. грн.
АС-40/6,7	4,5	-	161,3	81,4	-	177,252
АС-70/11	3,8		265	81,4		245,9
АС-40/6,7	3,2		161,3	81,4		126,046
АС-25/4,2	2,8		142	81,4		97,094
АС-70/11	10		265	81,4		647,13
ШФ-20	-	1020	-	-	70	71,4
СВ 105-3,6		340			2000	680
Σ						2044,822

3.7 Капітальні затрати

При визначенні капітальних затрат на реконструкцію розподільчих мереж студент, використовуючи розробки технічних розділів, визначає вартість будівництва і реконструкції, розраховує витрати на придбання обладнання [22].

Кошторисно-фінансовий розрахунок на будівництво (реконструкцію) розподільчих мереж повинен містити :

- 1) вартість обладнання – 23,055 млн грн.;
- 2) вартість запчастин (кабелю) – 1,77 млн грн.;
- 3) транспортні витрати – 0,8 млн грн.;
- 4) вартість демонтажу старого обладнання – 1,5 млн грн.;
- 5) вартість монтажу нового обладнання – 2,0 млн грн.

Капітальні затрати на обладнання складуть:

$$K = A + B + B + \Gamma + D \quad (3.26)$$

$$K = 23,055 + 1,77 + 0,8 + 1,5 + 2,0 = 29,13 \text{ млн.грн}$$

При заміні діючого устаткування новим в капітальні витрати включаються також витрати на демонтаж і залишкова вартість обладнання за мінусом вартості брухту, якщо воно здається в лом.

Фінансовий план

Показник чистої приведеної вартості (NPV) розраховується за формулою:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^i}, \quad (3.27)$$

де S_t – чистий грошовий потік у період t , тобто сума всіх доходів мінус сума всіх витрат за цей період,

i – процентна ставка дисконтування для одного періоду (зазвичай року). В залежності від ситуації це може бути норма прибутку для інвестицій з подібним ступенем ризику, середньозважена вартість капіталу або альтернативна вартість капіталу;

n – кількість років.

Одиницею вимірювання чистої поточної вартості є грошова одиниця початкового періоду інвестиції. Інтерпретація величини чистої поточної вартості залежить від цілей інвестиційного аналізу та обраної ставки дисконтування. Наприклад, якщо дисконтування відбувається при використанні норми прибутку для інвестицій з подібним ступенем ризику, то

при $NPV > 0$ означає, що досліджувана інвестиція обіцяє прибутки вище середніх,

при $NPV < 0$ ці прибутки будуть нижчими за середні;

при $NPV = 0$ досліджувана інвестиція не відрізняється від пересічної

За проектом грошові потоки мають наступний вигляд:

Витрати:

1) Річні експлуатаційні витрати (C_0) – 418 000 грн;

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		64

2) Різниця втрат електроенергії в трансформаторі до та після реконструкції
 $C_n = 223\,470$ грн.

Витрати:

$$NPV = -418000 + \frac{223470}{1+0,16} + \frac{223470}{(1+0,16)^2} + \frac{223470}{(1+0,16)^3} = 83900 \text{ грн}$$

Доходи:

Після заміни трансформатора, щорічний дохід за рахунок зменшення втрат електроенергії складатиме $22\,3470$ грн.

Доходи:

$$S_4 = \frac{223470}{1+0,16} + \frac{223470}{(1+0,16)^2} + \frac{223470}{(1+0,16)^3} = 501900 \text{ грн}$$

Таким чином, $NPV = -86890 + 501900 = 418000$ грн.

Оскільки $NPV > 0$, проект є вигідним.

Рентабельність проекту розраховується як відношення дисконтованих доходів до дисконтованих витрат:

$$\frac{501900}{418000} = 1,2071$$

Рентабельність проекту складає $20,71\%$

Показник внутрішньої норми доходності проекту розраховується за формулою:

$$IRR = r_1 = \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \cdot (r_2 - r_1),$$

де r_1, r_2 – ставка відсотку;

NPV_1 – значення чистої теперішньої вартості при r_1 , грош. од.;

NPV_2 – значення чистої теперішньої вартості при r_2 , грош. од.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		65

$$NPV_1 = -418000 - \frac{223470}{1,2} - \frac{223470}{1,2^2} - \frac{223470}{1,2^3} + \frac{30600000}{1,2} + \frac{30600000}{1,2^2} + \frac{30600000}{1,2^3} = 63569597,9 \text{ грн}$$

$$NPV_2 = -69000000 - \frac{223470}{1,4} - \frac{223470}{1,4^2} - \frac{223470}{1,4^3} + \frac{30600000}{1,4} + \frac{30600000}{1,4^2} + \frac{30600000}{1,4^3} = -20734085 \text{ грн}$$

$$IRR = 2 + \frac{63569597,9}{63569597,9 - (-20734085)} \cdot (40 - 2) = 30,65 \%$$

Отже, 30,65 % - таке значення доходності проекту, нижче якого при його реалізації опускатися не можна.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		66

4 Охорона праці

4.1 Аналіз шкідливих факторів при експлуатації електрообладнання

При використанні абсолютно будь-якого електроустаткування дуже важливим є дотримання правил техніки безпеки. Не можна нехтувати будь-якими несправностями, виявленими в електрообладнанні, таке недбале ставлення, насамперед до самого себе, призводить до травм різного ступеня тяжкості, а іноді й до смертельного результату. Ураження електричним струмом може відбутися при використанні приладів з порушеною ізоляцією проводів або при експлуатації електричних приладів у вологих приміщеннях [23].

Тому до початку всіх робіт потрібно переконатися у справності розеток, в які буде включатися електроінструмент, перевірити заземлення електрообладнання і, звичайно ж, оглянути інструмент на наявність пошкоджень [24].

Крім цього, необхідно суворо дотримуватися порядку підключення електроустаткування в мережу, спочатку до обладнання підключається шнур, а потім шнур - до мережі. Відключення здійснюється в зворотному порядку.

І ні в якому разі не можна включати і торкатися до металевого корпусу несправного електрообладнання, підключеного до електромережі, так як такі нерозумні дії можуть призвести до ураження електричним струмом. Потрібно завжди пам'ятати - електрику треба не тільки економити, але і обережно користуватися нею. Не виконання вимог техніки безпеки може призвести до тяжких небезпечних та шкідливих факторів.

Факторами небезпечного і шкідливого впливу на людину, пов'язаними з використанням електричної енергії, є:

- протікання електричного струму через організм людини;
- вплив електричної дуги;
- вплив біологічно активного електричного поля;

					MP.5.8.141.069.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Мелашенко				“ Техніко економічного обґрунтування переведення розподільчих мереж 35 кВ на 20 кВ”	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	67	79
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

- вплив біологічно активного магнітного поля;
- вплив електростатичного поля;
- вплив електромагнітного випромінювання (ЕМВ).

Небезпечні та шкідливі наслідки для людини від впливу електричного струму, електричної дуги, електричного і магнітного полів, електростатичного поля і ЕМВ проявляються у вигляді електротравм, механічних пошкоджень та професійних захворювань. Ступінь впливу залежить від експозиції фактора, в тому числі: роду і величини напруги і струму, частоти електричного струму, шляху струму через тіло людини, тривалості впливу електричного струму або електричного і магнітного полів на організм людини, умов зовнішнього середовища.

4.2 Обов'язки споживача щодо забезпечення електробезпеки

Відповідно до п. 1.2.2 [25] споживач зобов'язаний забезпечити:

- зміст електроустановок в працездатному стані, їх експлуатацію відповідно до вимог [1, 25] та інших нормативно-технічних документів;
- своєчасне і якісне проведення технічного обслуговування, планово-попереджувального ремонту, випробувань, модернізації та реконструкції електроустановок та електрообладнання;
- підбір електротехнічного та електротехнологічного персоналу (проведення обов'язкових медичних оглядів працівників, проведення інструктажів з безпеки праці, пожежної безпеки);
- навчання і перевірку знань електротехнічного персоналу та електротехнологічного персоналу;
- надійність роботи і безпеку експлуатації електроустановок;
- дотримання вимог охорони праці електротехнічним та електротехнологічним персоналом;
- охорону навколишнього середовища при експлуатації електроустановок;

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		68

- облік, аналіз і розслідування порушень в роботі електроустановок, нещасних випадків, пов'язаних з експлуатацією електроустановок, та вжиття заходів щодо усунення причин їх виникнення;
- подання повідомлень до органів Держенергонагляду про аварії, смертельних, важких і групових нещасних випадках, пов'язаних з експлуатацією електроустановок;
- розробку посадових і виробничих інструкцій з охорони праці для електротехнічного персоналу;
- укомплектування електроустановок захисними засобами, засобами пожежогасіння та інструментом;
- облік, раціональне витрачання електричної енергії та проведення заходів з енергозбереження;
- проведення необхідних випробувань електрообладнання, експлуатацію пристроїв блискавкозахисту, вимірювальних приладів і засобів обліку електричної енергії;
- виконання приписів органів державного енергетичного нагляду.

Нові або реконструйовані електроустановки і пускові комплекси повинні бути прийняті в експлуатацію в порядку, викладеному в [25] та інших нормативних документах (п. 1.3.1 [25]).

Відповідно до п. 1.1.5 [25] в організаціях повинен здійснюватися контроль за дотриманням вищевказаних Правил та інструкцій з охорони праці, контроль за проведенням інструктажів з електробезпеки. Відповідальність за стан охорони праці несе роботодавець.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		69

4.3 Світлотехнічний розрахунок приміщення розподільчого пункту

У приміщенні розподільчого пункту з розмірами 26x16 м і висотою 4 м робоча поверхня перебуває на висоті $h_p = 0,8$ м стосовно підлоги, а висота установки світильників стосовно стелі становить $h_c = 0,2$ м. Розрахувати освітлення цеху методом коефіцієнта використання та точковим методом, що створює на робочій поверхні нормовану освітленість E . Порівняти отримані результати [26, 27].

Вихідні дані: тип використовуваних світильників РСР20 із лампами ДРЛ. Коефіцієнт запасу $k = 1,5$. Мінімальна освітленість $E_{\text{мин}} = 300$ лк. Коефіцієнти відбиття $\rho_{\text{ст}}, \rho_{\text{с}}, \rho_{\text{р}}, = 50, 30, 10$ %

Визначаємо відстань між світильниками в електричному полі:

$$L = \lambda_c \cdot h = 4,2 \text{ м,}$$

де λ_c – відносна відстань між світильниками $\lambda_c = 1,4$;

h – розрахункова висота що визначається формулою:

$$h = H - h_p - h_c = 3 \text{ м.}$$

Знаючи розмір елементарного світлового поля, визначається розміщення світильників у приміщенні з урахуванням «правила третин»:

кількість світильників уздовж короткої сторони:

$$(N_A - 1) \cdot L + 2 \cdot l = A;$$

$$N_A = \frac{A - 2l}{L} + 1 = 7,0 \text{ шт.}$$

кількість світильників уздовж довгої сторони:

$$N_B = \frac{B - 2 \cdot \frac{L}{3}}{L} + 1 = 6 \text{ шт.}$$

загальна кількість світильників у приміщенні:

$$N = N_A \cdot N_B = 42,0 \text{ шт.}$$

Розраховуємо відстань між світильниками:

– вздовж сторони:

					МП.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		70

$$L_A = \frac{A - 2 \cdot l_a}{N_A - 1} = 3,90 \text{ м};$$

$$l_a = \frac{1}{3} \cdot L_A = 1,30 \text{ м}.$$

– вздовж сторони В:

$$L_B = \frac{B}{N_B - \frac{1}{3}} = 4,36 \text{ м};$$

$$l_B = \frac{1}{3} \cdot L_B = 1,45 \text{ м}.$$

Перевіряємо умову для прямокутних приміщень:

$$1 \leq \frac{L_A}{L_B} \leq 1,5;$$

$$1 \leq 0,895 \leq 1,5.$$

Умова не виконується. Зменшуємо кількість світильників у приміщення на один і кількість рядів на один оскільки так умова буде виконуватися при кількості світильників 5, однак у кінцевому випадку прийдеться обирати ДРІ250 на 19000 світлового потоку і відхилення буде перевищувати +20 %.

$$N_A = 6,0 \text{ шт}; L_A = 4,59 \text{ м}; l_B = 1,53 \text{ м}.$$

$$N_B = 5,0 \text{ шт}; L_B = 3,43 \text{ м}; l_B = 1,14 \text{ м}.$$

$$\frac{L_A}{L_B} = 1,338.$$

$$N = 30 \text{ шт}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання світлового потоку η за формулою:

$$\eta = \eta_c \cdot \eta_n,$$

де η_c – ККД (коефіцієнт корисної дії) світильника 63 % (беремо з технічної характеристики світильника РСП20 з лампою ДРЛ);

η_n – ККД приміщення. Він залежить від типу світильника (його ККД і кривої сили світла), коефіцієнт відбиття стелі $\rho_{ст}$ стін ρ_c , робочої поверхні приміщення

										Арк
										71
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.069.ПЗ					

ρ_p і від індексу приміщення i , що враховує співвідношення площі приміщення, висоти і його форми.

Визначаємо індекс приміщення:

$$i = \frac{A \times B}{h \cdot (A + B)} = 3,3,$$

де A і B – ширина й довжина освітлювального приміщення.

Визначаємо з таблиці значення ККД приміщення при $\rho_{ст} = 50$; $\rho_c = 30$; $\rho_p = 10$:

$$\eta_n = \eta_{n1} + \frac{i - i_1}{i_2 - i_1} \cdot (\eta_{n2} - \eta_{n1}) = 0,7 + \frac{3,3 - 3}{5 - 3} \cdot (0,79 - 0,7) = 0,714;$$
$$\eta = 0,63 \cdot 0,714 = 0,45.$$

Визначаємо світловий потік лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості:

$$\Phi_p = \frac{E \cdot S \cdot z \cdot k}{N \cdot \eta} = 15947 \text{ лм},$$

де E – нормоване значення освітленості;

S – площа робочої поверхні;

Z – коефіцієнт мінімальної освітленості. Значення Z для освітлювальних установок, у яких можна не враховувати затемнення устаткуванням робочих місць, залежить від відношення $\frac{L}{h}$. Для ламп розжарювання та ДРЛ рекомендується $Z=1,15$;

k – коефіцієнт запасу, який враховує зниження освітленості в процесі експлуатації в результаті зменшення світлового потоку джерела світла в процесі горіння, зниження ККД світильників у результаті забруднення стін і стелі приміщення.

Обираємо тип лампи ДРІ250 із світловим потоком $\Phi_{л}=19000$ лм. Відхилення світлового потоку обраної лампи:

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		72

$$\delta = \frac{\Phi_{\text{Л}} - \Phi_{\text{Р}}}{\Phi_{\text{Р}}} \cdot 100 \% = +19,1 \%$$

Відхилення знаходиться у межах -10 % +20 %, це свідчить про правильний вибір кількості та типу світильників.

Загальна потужність освітлювальної установки:

$$P_{\text{вст}} = N \cdot P_{\text{Л}} = 7500 \text{ Вт.}$$

4.4 Розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою

Для того щоб розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки, що утворена горизонтальними смугами об'єднаних вертикальних електродів необхідно знати такі параметри [1]:

- ширина території А – 220 м;
- довжина території В – 250 м;
- вимірне значення питомого опору ґрунту $\rho_{\text{вим}} = 98 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- кількість тросів на лінії $n_{\text{тр}} = 1 \text{ шт}$;
- довжина прольоту лінії $L_{\text{тр}} = 160 \text{ м}$.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах:

$$\rho_{\text{розн}} = K \cdot \rho_{\text{вим}} = 1,4 \cdot 98 = 137,2 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

де К – сезонний коефіцієнт прийнято 1.4 для середньої вологості ґрунту.

Виходячи з $\rho_{\text{вим}}$, визначимо допустимий опір заземлення $R_{\text{оп}}$ опори високовольтної лінії для грозового сезону (таблиця 4.1).

Таблиця.4.1 – Опір заземлювача опор ліній електропередачі

$\rho, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$100 < \rho \leq 500$
Опір заземлювача $R_{\text{оп}}, \text{ Ом}$	≤ 15

Опір заземлення система трос-опора:

$$R_{\text{ТР-ОП}} = \sqrt{R_{\text{ТР}} \cdot R_{\text{ОП}}} = \sqrt{0,384 \cdot 15} = 2,4 \text{ Ом}$$

де $R_{\text{ТР}}$ - опір троса між опорами;

$R_{\text{ОП}}$ - опір заземлення опори.

Опір троса:

$$R_{\text{ТР}} = \frac{2,4 \cdot 10^{-3} \cdot L_{\text{ТР}}}{n_{\text{ТР}}} = \frac{2,4 \cdot 10^{-3} \cdot 160}{1} = 0,384 \text{ Ом}$$

Опір $R_{\text{ТР.оп}} = R_{\text{ТР}}$ – опір заземлення природних заземлювачів ВРП.

Допустимий опір R_3 штучного заземлювача за наявності природних заземлювачів:

$$R_{\text{ДОП}} = \frac{R_{\text{ТР}} \cdot R_3}{R_{\text{ТР}} + R_3}$$

де $R_{\text{ДОП}}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю ($R_{\text{ДОП}} \leq 0,5 \text{ Ом}$).

$$R_3 = \frac{R_{\text{ДОП}} \cdot R_{\text{ТР}}}{R_{\text{ТР}} - R_{\text{ДОП}}} = \frac{0,5 \cdot 2,4}{2,4 - 0,5} = 0,632 \text{ Ом}$$

Опір заземлювачів, що складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами:

$$R_{\text{З.Р}} = \rho_{\text{розр}} \cdot \left(\frac{A}{S} + \frac{1}{L + n \cdot L} \right)$$

де L - сумарна довжина всіх горизонтальних електродів;

l, n - число і довжина вертикальних електродів;

A - коефіцієнт, що залежить від $\frac{L}{\sqrt{S}}$.

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Схема заземлювального контуру зображена на рис. 4.1.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		74

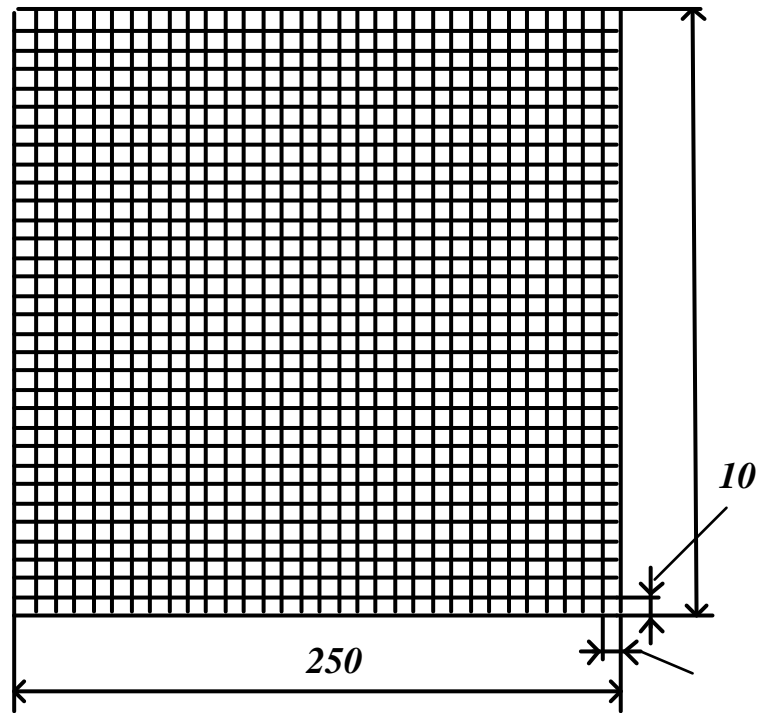


Рисунок 4.1 Схема заземлювального контуру

Із рисунку 4.1 визначаємо такі параметри:

$$S = \sqrt{a \cdot b} = \sqrt{220 \cdot 250} = 234,5 \text{ м}^2;$$

$$L = \left(\frac{a}{10} + 1\right) \cdot b + \left(\frac{b}{10} + 1\right) \cdot a = \left(\frac{220}{10} + 1\right) \cdot 250 + \left(\frac{250}{10} + 1\right) \cdot 220 = 11470 \text{ м};$$

$$n = \left(\frac{a}{10} \cdot 2\right) + \left(\frac{b}{10} \cdot 2\right) = \left(\frac{220}{10} \cdot 2\right) + \left(\frac{250}{10} \cdot 2\right) = 94 \text{ шт};$$

$$L = 10 \text{ м};$$

$$\frac{L}{S} = \frac{10}{234,5} = 0,04264$$

Із таблиці 4.2 визначаємо A .

Таблиця 4.2 Значення коефіцієнта A

$\frac{L}{S}$	0	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5
A	0,44	0,43	0,40	0,37	0,33	0,26

Отримане значення $\frac{L}{S} \approx 0,0426$, тому отримуємо бажаний діапазон даних у

табл. 4.2 (товстий контур), проводимо інтерполяцію за формулою:

$$X = f(X_1) - (f(X_1) - f(X_2)) \cdot \frac{(X - X_1)}{(X_2 - X_1)} = 0,43 - (0,43 - 0,4) \times \frac{(0,0426 - 0,02)}{(0,05 - 0,02)} = 0,41$$

Порівнюємо значення $L \gg 4 \cdot S$; $11470 \gg 938,1$, то опір заземлювального контуру можемо наближено розрахувати за:

$$R_{з.р} = \rho_{розр} \cdot \frac{A}{S} = 137,2 \cdot \frac{0,41}{234,5} = 0,24 \text{ Ом};$$

$$R_{з.р} = \rho_{розр} \cdot \left(\frac{A}{S} + \frac{1}{L + n \cdot l} \right) = 137,2 \cdot \left(\frac{0,41}{234,5} + \frac{1}{11470 + 94 \cdot 10} \right) = 0,25 \text{ Ом}.$$

Як бачимо виконання нерівностей $R_{з.р} < R_3$; $0,28 \text{ Ом} < 0,632 \text{ Ом}$, або $0,25 \text{ Ом} < 0,632$ свідчить про те, що обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

					МП.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		76

Висновки

При розрахунках реконструкції підстанції були отримані економічні показники, які свідчать про те, що перехід на напругу 20 кВ є економічно доцільним, так як обладнання на даний клас напруги лише на 10-20 % дорожче від обладнання на напругу 35 кВ.

В ході реконструкції ліній електропередач порівнювались декілька варіантів на напругу 35 кВ та декілька варіантів на напругу 20 кВ. Головною причиною розрахунків декількох варіантів ЛЕП є застарілі значення економічної густини струму.

Невизначеність більшості технічних і економічних показників, що впливають на економічно обґрунтоване значення перерізу провідників, постійна зміна вартості кабельно-провідникової продукції та будівництва ЛЕП, ціни на електроенергію не дозволяють розрахувати економічну щільність так, щоб вони були актуальними протягом тривалого періоду.

Отримані значення розрахунків капітальних затрат та втрат електроенергії свідчать про потребу відмовитися від нормованих значень економічної густини струму наведених в ПУЕ та необхідність в детальних техніко – економічних розрахунках для кожного проекту, адже капітальні затрати на лінії 20 і 35 кВ мають різні значення, отже, значення економічної густини струму для різних напруг не можуть бути однаковими.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		77

Література

1. Правила улаштування електроустановок. – Х.: Видавництво «Форт». 2017 –800 с.
2. Электрические системы. Электрические сети: учебник для электроэнергетических специализированных вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высш. шк., 1998. 511 с.
3. Герасименко А. А., Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие. 3-е изд. М.: КНОРУС, 2012. 648 с.
4. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с
5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
6. Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. М.: НЦ ЭНАС, 2012. 376 с
7. Ананичева С. С., Шелюг С. Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Екатеринбург: УрФУ, 2015. 87 с.
- 8.<http://tekhnosfera.com/vybor-secheniy-provodnikov-i-ratsionalnyh-napryazheniy-raspredelitelnyh-elektricheskikh-setey-v-sovremennyh-usloviyah>
- 9 <http://sniprf.ru/razdel-1/11-04-2003>
10. Инструкция по проектированию электрических сетей (РД 34.20.185-94)/ Под ред. В.Д. Лордкипанидзе, К.М. Антипова, Д.Л.Файбисовича и др.-М.: Энергоатомиздат. - 47 с.
- 11 Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – Учебник для вузов. М. Энергоатомиздат 1989, 592 с.
- 12.<https://highvoltage.pro/elegazovyyiy-vyiklyuchatel-vgt-110-ekaterinburg-instruktsiya-po-ekspluatatsii/>

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		78

13. http://elektrotrade.com.ua/produkcija/razedinitel-rdz-1-1101000-uxl1/?gclid=CjwKCAjwgYPZBRBoEiwA2XeupaoyotClC00vsAcJNe1i2_oWFzJfuaDugSbk3jaqr5Gw11m0KtYUiBoCnWQQAvD_BwE
14. http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk_3_1.pdf
15. <http://www.cztt.ru/tv.html>
16. <http://slavenergo.ru/reaktory>
17. <http://silovoytransformator.ru/110kv/s11-sz11-sf11-sfz11.htm>
18. http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk_3_1.pdf
19. Методичні вказівки до оформлення дипломних робіт / Укладачі: М.А. Никифоров, І.Л. Лебединський– Суми: Вид-во СумДУ, 2008.
20. <https://struminvest.uaprom.net>
21. <http://forca.ru/spravka/spravka/ekonomicheskaya-plotnost-toka-dlya-provodov-shin-v-kabeley.html>
22. Економіка підприємства: Підручник / За заг. ред. д. е. н., проф. Л. Г. Мельника. – Суми: ВТД „Університетська книга”, 2004. – 648 с.
23. Закон України Про охорону праці, №235-IV, 22.11.2002.
24. ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.- К.: Держнагляд охорони праці, 2000. - 382 с.
25. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів Київ: 2012 р.– 108с
26. Справочная книга для проектирования электрического освещения. / Под ред. Г.М. Кнорринга. – Л.: Энергия, 1976. – 346 с.
- 27 ДБН В.2.5-28-2006. Естественное и искусственное освещение.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		79