

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра Електротехніки та електроенергетики

До захисту допущено

кафедрою електротехніки та електроенергетики протокол № _____ від _____

завідувач кафедри _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Реконструкція підстанції «Рудно» 35/10 кВ Львівської області
(тема роботи)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

Здобувач _____ Олександр ЛИСЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник _____ Ірина ПАНТЄЛЄЄВА
(підпис) (ім'я, прізвище)

Харків – 2026

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра Електротехніки та електроенергетики

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри

Артем ЧЕРНЮК

(ім'я, прізвище)

(підпис)

«20__» __06__ 2026 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

ЛИСЕНКА Олександра Павловича
(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

1. Тема роботи: Реконструкція підстанції «Рудно» 35/10 кВ Львівської області

керівник роботи Пантелєєва Ірина Вікторівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по Університету від «15» грудня 2025 року,

№ 4801-5/4399

2. Строк подання здобувачем роботи: «20» червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи: технологічний процес, характеристика електрообладнання, рівні струмів КЗ від системи; параметри та типи електричних апаратів, що встановлені на підстанції

4. Характеристика реконструкції підстанції; аналіз існуючого обладнання; перевірка потужності силових трансформаторів; розрахунок робочих режимів ділянки мережі; розрахунок струмів КЗ; вибір та перевірка комутаційних та

вимірювальних апаратів; розрахунок техніко економічних показників підстанції;
розрахунок показників фінансово-економічної ефективності реконструкції

5. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вихідні дані і характеристика підстанції	15.02-20.02	
2	Вибір схеми РП високої та низької напруги	21.02-03.03	
3	Вибір силових трансформаторів	04.03-10.03	
4	Розрахунок струмів коротких замикань	11.03-25.03	
5	Вибір та перевірка високовольтних вимикачів всіх рівнів напруги	26.03-12.04	
6	Вибір та перевірка роз'єднувачів для всіх РП	13.04-23.04	
7	Вибір та перевірка вимірювальних трансформаторів струму	24.04-07.05	
8	Вибір та перевірка вимірювальних трансформаторів напруги	08.05-20.05	
9	Розрахунок показників фінансово-економічної ефективності реконструкції	21.05-30.05	
10	Оформлення пояснювальної записки	01.06-18.06	

6. Дата видачі завдання: « 15 » 02 2026 року

Здобувач вищої освіти _____ Олександр ЛИСЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____ Ірина ПАНТЄЛЄВА
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до бакалаврської кваліфікаційної роботи з теми «Реконструкція підстанції «Рудно» 35/10 кВ Львівської області» студента Олександра ЛИСЕНКА

Бакалаврська робота виконана на 51 сторінок, містить 21 таблиць, 11 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел 6.

Підстанція «Рудно» 35/10 кВ Львівської області є важливим елементом регіональної системи електропостачання, що забезпечує живлення споживачів населених пунктів та об'єктів інфраструктури відповідного району.

Стан обладнання подібних підстанцій часто характеризується використанням застарілих комутаційних апаратів, морально застарілих систем релейного захисту та автоматики, а також недостатнім рівнем автоматизації процесів керування. У зв'язку з цим виникає необхідність проведення реконструкції підстанції з використанням сучасного електротехнічного обладнання.

Актуальність теми бакалаврської роботи зумовлена необхідністю підвищення надійності та ефективності функціонування розподільчих електричних мереж шляхом модернізації існуючих підстанцій. Проведення реконструкції підстанції «Рудно» 35/10 кВ дозволить забезпечити більш стабільне електропостачання споживачів, зменшити втрати електричної енергії, підвищити рівень автоматизації та відповідність обладнання сучасним технічним вимогам і нормативним документам.

Мета кваліфікаційної роботи – розробка технічних рішень щодо реконструкції підстанції «Рудно» 35/10 кВ Львівської області з метою підвищення надійності та ефективності її функціонування.

Ключові слова: електрична підстанція, реконструкція підстанції, надійність електропостачання, силовий трансформатор, електричні навантаження, електричні апарати, струм короткого замикання

ABSTRACT

to the bachelor's qualification work on the topic "Reconstruction of the substation «Rudno» 35/10 kV in the Lviv region" by student Oleksandr LYSENKO

The bachelor's work is completed on 51 pages, contains 21 tables, 11 figures characterizing the results of the study, and uses 6 literary sources.

The «Rudno» 35/10 kV substation in Lviv region is an important element of the regional power supply system, providing power to consumers of settlements and infrastructure facilities in the relevant district.

The condition of the equipment of such substations is often characterized by the use of outdated switching devices, outdated relay protection and automation systems, as well as an insufficient level of automation of control processes. In this regard, there is a need to reconstruct the substation using modern electrical equipment.

The relevance of the topic of the bachelor's thesis is due to the need to increase the reliability and efficiency of the operation of distribution electrical networks by modernizing existing substations. The reconstruction of the 35/10 kV «Rudno» substation will ensure a more stable power supply to consumers, reduce losses of electrical energy, increase the level of automation and compliance of equipment with modern technical requirements and regulatory documents.

The purpose qualification work – development of technical solutions for the reconstruction of the «Rudno» 35/10 kV substation in the Lviv region in order to increase the reliability and efficiency of its operation.

Keywords: electrical substation, substation reconstruction, power supply reliability, power transformer, electrical loads, electrical devices, short-circuit current

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ВСТУП

1.ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ

1.1. Характеристика об'єкту

1.2. Аналіз існуючої схеми електричного приєднання підстанції та технічні рішення щодо заміни застарілого обладнання

1.3. Обґрунтування реконструкції підстанції

2.ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ

2.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів

2.2. Розрахунок робочих режимів ділянки мережі

2.3. Розрахунок струмів короткого замикання

2.4. Вибір та перевірка електрообладнання

2.4.1. Вибір вимикачів для ланцюгів 35 та 10 кВ

2.4.2 Вибір роз'єднувачів для ланцюга 35 кВ

2.4.3. Вибір трансформаторів напруги для ланцюга 35 та 10 кВ

2.4.4. Вибір трансформаторів струму для ланцюгів 35 та 10 кВ

3. ВИБІР СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ РП ПС

3.1. Основні вимоги до схем розподільчих пристроїв

3.2. Вибір виконання та схеми РП напругою 35 кВ

3.3. Вибір виконання та схеми РП напругою 10 кВ

4. ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

4.1. Розрахунок техніко економічних показників підстанції

4.1.1. Визначення капітальних вкладень у підстанцію

4.1.2. Визначення щорічних витрат на підстанції

4.1.3. Визначення витрат, пов'язаних із втратами енергії

4.2. Показники фінансово-економічної ефективності

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Реконструкція підстанції «Рудно» 35/10 кВ Львівської області	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		ЛИСЕНКО						
Перевір.		ПАНТЄЛЕЄВА						
Н. Контр.								
Затверд.		ЧЕРНЮК						

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ТП	—	трансформаторна підстанція
ПТЕ	-	правила технічної експлуатації
ПС	—	підстанція
РП	-	розподільчий пристрій
КРП	-	комплектний розподільчий пристрій
КЗ	-	коротке замикання
ПВ	-	повітряна лінія
ЛЕП	-	лінія електропередачі
ВТС	-	вимірювальний трансформатор струму
ВТН	-	вимірювальний трансформатор напруги
ОПН	-	обмежувач перенапруги
АВР	-	автоматичне включення резерву

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВСТУП

Надійне та безперебійне електропостачання споживачів є однією з ключових умов сталого розвитку промисловості, транспорту, житлово-комунального господарства та соціальної інфраструктури. Електроенергетична система України складається з великої кількості підстанцій різних класів напруги, які забезпечують передачу та розподіл електричної енергії між джерелами генерації та кінцевими споживачами. Значна частина підстанцій розподільчих мереж 35–10 кВ була введена в експлуатацію кілька десятиліть тому, у зв'язку з чим більшість обладнання характеризується значним фізичним та моральним зносом. Це призводить до зниження надійності електропостачання, збільшення втрат електричної енергії, ускладнення експлуатації та обмеження можливостей впровадження сучасних систем автоматизації та захисту.

Особливо актуальною є проблема модернізації підстанцій у розподільчих мережах, що живлять населені пункти та об'єкти господарської діяльності. У таких мережах постійно зростає навантаження, змінюється структура споживання електричної енергії, а також поступово впроваджуються нові технології керування та моніторингу енергосистем. У цих умовах реконструкція існуючих підстанцій дозволяє підвищити надійність роботи електроенергетичної системи, покращити якість електричної енергії, забезпечити можливість підключення нових споживачів та зменшити експлуатаційні витрати.

Підстанція «Рудно» 35/10 кВ Львівської області є важливим елементом регіональної системи електропостачання, що забезпечує живлення споживачів населених пунктів та об'єктів інфраструктури відповідного району. Стан обладнання подібних підстанцій часто характеризується використанням застарілих комутаційних апаратів, морально застарілих систем релейного захисту та автоматики, а також недостатнім рівнем автоматизації процесів керування. У зв'язку з цим виникає необхідність проведення реконструкції підстанції з використанням сучасного електротехнічного обладнання, нових схемних рішень та цифрових технологій управління.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реконструкція підстанції передбачає оновлення або заміну основного силового обладнання, удосконалення схем електричних з'єднань, впровадження сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики, а також підвищення рівня надійності та безпеки експлуатації електроустановок. Використання сучасних вакуумних вимикачів, комплектних розподільчих пристроїв, мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматизованих систем керування дозволяє суттєво покращити технічні характеристики підстанції та підвищити ефективність її роботи.

Актуальність теми бакалаврської роботи зумовлена необхідністю підвищення надійності та ефективності функціонування розподільчих електричних мереж шляхом модернізації існуючих підстанцій. Проведення реконструкції підстанції «Рудно» 35/10 кВ дозволить забезпечити більш стабільне електропостачання споживачів, зменшити втрати електричної енергії, підвищити рівень автоматизації та відповідність обладнання сучасним технічним вимогам і нормативним документам.

Метою бакалаврської роботи є розробка технічних рішень щодо реконструкції підстанції «Рудно» 35/10 кВ Львівської області з метою підвищення надійності та ефективності її функціонування.

Для досягнення поставленої мети необхідно проаналізувати існуючий стан підстанції, визначити основні недоліки діючої схеми електричних з'єднань, виконати розрахунки режимів роботи електричної мережі, обґрунтувати вибір основного електротехнічного обладнання та запропонувати оптимальні схемні рішення для модернізації підстанції.

Результати виконаної роботи можуть бути використані для обґрунтування технічних заходів щодо підвищення ефективності роботи розподільчих мереж та вдосконалення систем електропостачання споживачів регіону.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ

Системи електропостачання сільськогосподарських споживачів мають специфічні особливості, які визначаються значною територіальною розосередженістю відносно невеликих за потужністю споживачів електричної енергії. Таке розміщення навантажень зумовлює необхідність використання протяжних розподільчих мереж та ускладнює забезпечення стабільних режимів роботи електроенергетичної системи [1].

На відміну від міських електричних мереж, електропостачання об'єктів сільського господарства переважно здійснюється повітряними лініями напругою 6–10 кВ. Такі лінії є більш вразливими до впливу атмосферних факторів, механічних пошкоджень та інших зовнішніх впливів, що знижує загальний рівень надійності електропостачання. Водночас у сучасних умовах вимоги до надійності електропостачання сільськогосподарських підприємств суттєво зростають, оскільки підвищення ефективності та продуктивності аграрного виробництва значною мірою пов'язане з широким впровадженням електрифікованих технологічних процесів.

Мережі напругою 10 кВ у більшості випадків формуються за радіальною (деревоподібною) схемою, при якій від головної магістралі відгалужуються численні бічні лінії. Перерізи проводів у таких мережах зазвичай зменшуються від початкових ділянок лінії до її кінцевих відгалужень, що обумовлено поступовим зменшенням навантаження, що передається. У сільській місцевості розподільчі мережі переважно виконуються у вигляді повітряних ліній, які будуються здебільшого на залізобетонних опорах. У якості провідників використовують голі неізолювані алюмінієві або сталюалюмінієві проводи, що встановлюються на штирьових ізоляторах.

Значна територіальна розосередженість споживачів зумовлює значну протяжність електричних мереж, що, у свою чергу, призводить до збільшення втрат електричної енергії та падіння напруги в лініях. Це може спричиняти недопустимі відхилення напруги на вводах споживачів, виникнення несиметрії

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

навантажень у трифазних мережах та інші небажані явища, які негативно впливають на якість електричної енергії та ефективність роботи електрообладнання.

У цьому дипломному проекті розглядається реконструкція підстанції 35/10 кВ «Рудно» Львівської області, спрямована на підвищення надійності та зменшення втрат електричної енергії.

1.1. Характеристика об'єкту

Підстанція «Рудно» 35/10 кВ, розташована у Львівській області поблизу м. Львова, є важливим елементом розподільчої електричної мережі регіону. Вона призначена для приймання електричної енергії з мережі напругою 35 кВ, її перетворення до рівня 10 кВ та подальшого розподілу електроенергії між споживачами через відхідні лінії розподільчої мережі. Підстанція забезпечує електропостачання значної частини населеного пункту Рудно та прилеглих територій, виконуючи функції місцевого центру живлення для розгалуженої мережі 10 кВ.

Від підстанції здійснюється електропостачання житлової забудови смт Рудно, включаючи приватний сектор та окремі багатоквартирні будинки, що формує основну частку споживання електроенергії. Крім того, через мережі 10 кВ та трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ електроенергією забезпечуються об'єкти соціальної та комунальної інфраструктури, зокрема навчальні заклади, медичні установи, адміністративні будівлі, об'єкти житлово-комунального господарства, системи водопостачання та вуличного освітлення. Значну роль у структурі споживання відіграють також невеликі виробничі підприємства, складські та логістичні комплекси, підприємства сфери обслуговування, а також окремі об'єкти транспортної інфраструктури, розташовані у зоні живлення підстанції.

Навантаження підстанції має змішаний характер і поєднує комунально-побутове та виробниче споживання електричної енергії. Для такої структури навантаження характерні добові коливання, що проявляються у підвищенні

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

споживання у вечірні години через активне використання електроенергії населенням. У зимовий період навантаження додатково зростає через роботу систем електричного опалення, освітлення та обладнання комунального призначення. Таким чином, підстанція «Рудно» 35/10 кВ виконує важливу роль у забезпеченні надійного електропостачання житлових, комунальних та виробничих споживачів, а також у підтриманні стабільної роботи розподільчої мережі 10 кВ у даному районі Львівської області. Структурна схема підстанції показана на рис.1.1.

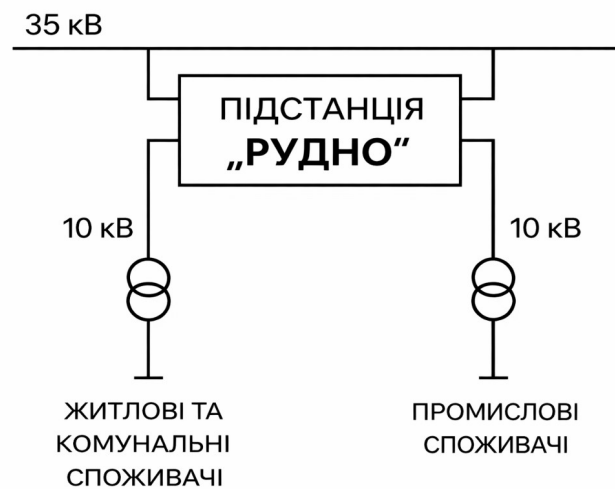


Рисунок 1.1 – Структурна схема підстанції

Підстанція була побудована у 1973 році. В даний час на підстанції працюють два трансформатори потужністю 6,3 МВА. (Т-1, Т-2 1968 р. в). На рис.1.2 приведений зовнішній вигляд обладнання підстанції.



Рисунок 1.2 - Зовнішній вигляд існуючого обладнання

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Підстанція «Рудно» живиться від підстанції ПС 60А «Дмитріївка» з рівнями напруги 110/35/10 кВ. Електропостачання здійснюється від шин 35 кВ цієї підстанції по дволанцюговій повітряній лінії електропередачі 35 кВ, що включає ланцюги №90 та №91. Лінія виконана проводом марки АС-95, а її загальна протяжність становить приблизно 27,3 км.

На рис.1.3 наведена схема живлення цієї підстанції.

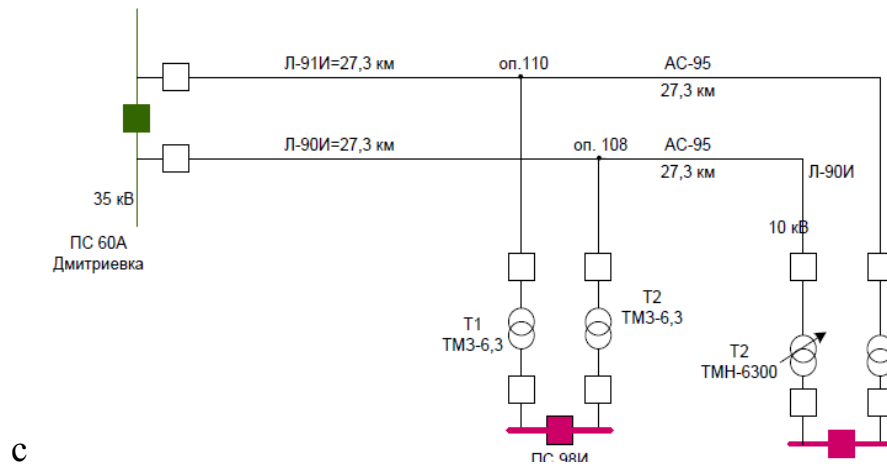


Рисунок 1.3 - Схема живлення ПС

Підстанція «Рудно» 35/10 кВ входить до складу розподільчої мережі Львівського енергетичного вузла і електрично пов'язана з рядом підстанцій вищого та того ж класу напруги, через які забезпечується живлення, резервування та перерозподіл навантаження. Основним джерелом живлення для неї є підстанція «Дмитріївка» 110/35/10 кВ, від шин 35 кВ якої здійснюється передача електроенергії по повітряній лінії 35 кВ.

Крім того, в межах регіональної схеми електропостачання підстанція «Рудно» функціонально пов'язана з іншими підстанціями Львівської області, зокрема з підстанціями «Городок» 110/35/10 кВ, «Південна» 110/35/10 кВ, «Скнилів» 110/35/10 кВ, а також з рядом розподільчих підстанцій 35/10 кВ, що розташовані в населених пунктах поблизу Львова. Через ці енергетичні вузли забезпечується взаємне резервування мереж 35 кВ, можливість оперативних

перемикань та підтримання надійності електропостачання споживачів у даному районі.

1.2. Аналіз існуючої схеми електричного приєднання підстанції та технічні рішення щодо заміни застарілого обладнання

Підстанція «Рудно» обладнана двома розподільними пристроями. Для рівня напруги 35 кВ використовується розподільний пристрій відкритого типу (ВРП) зовнішньої установки, який складається з двох секцій шин, з'єднаних між собою неавтоматичною секційною перемичкою.

До складу ВРП 35 кВ входять два лінійні роз'єднувачі типу РЛНД2-35/600, два секційні роз'єднувачі типу РЛНД2-35/600, а також два шинні роз'єднувачі типу РЛНД1-35/600. Для комутації силового обладнання встановлено два трансформаторні масляні вимикачі типу ВТ-35/630.

У складі розподільного пристрою 35 кВ також працюють два силові трансформатори типу ТМН-6300/35/У1 потужністю 6300 кВА кожний, виготовлені у 1968 році, які забезпечують пониження напруги з 35 кВ до 10 кВ та подальше живлення розподільчої мережі.

Розподільний пристрій 10 кВ на підстанції виконаний у закритому виконанні та розміщений у приміщенні підстанції. Комутаційне обладнання представлене стаціонарно встановленими масляними вимикачами типу ВМГ-133, які оснащені приводами ПП-61. Для забезпечення видимого розриву електричного кола в комірках КРП застосовуються роз'єднувачі напругою 10 кВ типу РВ-10-400.

Розподільний пристрій 10 кВ складається з двох секцій збірних шин, що в нормальному режимі експлуатації працюють окремо, при цьому секційний масляний вимикач 10 кВ, який з'єднує обидві секції, у штатному режимі перебуває у відключеному стані. Загальна кількість комірок розподільного пристрою становить 12, з яких 9 призначені для відхідних фідерів мережі 10 кВ.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3. Обґрунтування реконструкції підстанції

До 2026 року у даному регіоні прогнозується зростання електричного навантаження, що зумовлено розширенням виробничої потужності місцевого агропромислового підприємства, а також активною забудовою території новими житловими комплексами та котеджними містечками. Крім того, очікується збільшення кількості сільськогосподарських споживачів електроенергії. За таких умов, а також з огляду на значний фізичний і моральний знос існуючого обладнання, виникає необхідність розглянути питання реконструкції підстанції 35/10 кВ №97 «Рудно».

Проект реконструкції передбачає модернізацію основного електротехнічного обладнання, зокрема заміну застарілих масляних вимикачів на сучасні елегазові та вакуумні комутаційні апарати. Крім того, планується встановлення нових силових трансформаторів більшої потужності замість існуючих трансформаторів типу ТМН-6300/35, а саме трансформаторів номінальною потужністю 16000 кВА. Реалізація цих заходів дозволить підвищити надійність та ефективність роботи підстанції, а також забезпечити стабільне і безперебійне електропостачання споживачів у зоні її живлення.

Передбачається виконання реконструкції відкритого розподільного пристрою 35 кВ. У процесі модернізації існуючі вимикачі ВРП 35 кВ планується замінити на сучасні елегазові вимикачі типу ВГБЕ-35. Крім того, проектом передбачено встановлення блоків комплектних трансформаторних підстанцій блокового типу КТПБ (М), а також монтаж блоків опорних ізоляторів, оснащених обмежувачами перенапруги (ОПН). Це дозволить підвищити надійність роботи обладнання та покращити технічний стан розподільного пристрою 35 кВ.

Щодо РП 10 кВ, то встановлені в ньому масляні вимикачі типу ВМГ-133, які експлуатуються в даний час, уже зняті з серійного виробництва. У зв'язку з цим виникають труднощі із забезпеченням необхідних запасних частин та комплектуючих для їх обслуговування і ремонту. Окрім того, дані комутаційні апарати морально застаріли і не відповідають сучасним вимогам щодо надійності.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ

2.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів

Силові трансформатори обирають за довідковими даними з урахуванням потужності споживачів та необхідних класів напруги мережі.

На основі проведеного розрахунку електричних навантажень за розрахунковий період, з урахуванням графіків зимового та літнього максимумів споживання, було визначено прогнозоване сумарне навантаження підстанції на 2026 рік, яке становить приблизно 20 МВА.

Номінальна потужність силових трансформаторів визначається за відповідною розрахунковою формулою:

$$S_T = \frac{S_{нагр}}{K_{п}},$$

де S_T – потужність трансформатора, кВА; S – повна потужність споживачів, $S = 20000$ кВА; $K_{п}$ – коефіцієнт перевантаження трансформатора ($K = 1,4$).

Після розрахунку необхідної потужності трансформатора здійснюється вибір стандартного силового трансформатора з найближчою більшою номінальною потужністю. Далі виконується перевірка коефіцієнта завантаження трансформатора, який визначається за відповідною формулою.

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{n \cdot S_{ном}} = 0,6 - 0,8,$$

де n – кількість трансформаторів.

Розраховується бажана потужність трансформатора:

$$S_{TP} = \frac{20}{1,4} = 14,28 \text{ МВА.}$$

Обираємо трансформатор типу 2хТДН – 16000/35 та перевіряємо його коефіцієнт завантаження за формулою:

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_3 = \frac{20}{2 \cdot 16} = 0,63.$$

У таблиці 2.1 наведені паспортні дані трансформатора.

Таблиця 2.1 – Паспортні дані трансформатора ТДН-16000/35

Тип трансформатора	U _{ном.} кВ		ΔР, кВт		U _к	I _{хх}
	ВН	НН	ΔР _х	ΔР _к	%	%
ТДН-16000/35	38,5	10,5	18	85	10	0,55

2.2. Розрахунок робочих режимів ділянки мережі

Під час виконання кваліфікаційної роботи необхідно проаналізувати умови функціонування споживачів та обладнання електричної мережі. Такий аналіз дає можливість заздалегідь визначити заходи, спрямовані на забезпечення нормального та надійного режиму роботи мережі й її електрообладнання. Визначення основних параметрів функціонування системи є основним завданням розрахунку режиму електричної мережі.

Для виконання більш точного розрахунку формується повна схема заміщення електричної мережі. Вона отримується шляхом об'єднання схем заміщення окремих елементів системи відповідно до їх фактичного електричного з'єднання та послідовності включення в мережі.

Розрахунок режимів роботи проекрованої електричної мережі виконується із застосуванням програмного комплексу RASTR.

Програма RASTR призначена для виконання розрахунків та аналізу сталих режимів електроенергетичних систем на персональних комп'ютерах. За допомогою цього програмного забезпечення можна здійснювати розрахунок режимів роботи мережі, аналізувати обтяжені режими. Програма також забезпечує зручне введення та редагування вихідних даних у інтерактивному режимі, дозволяє оперативно відключати окремі вузли та гілки схеми, виконувати районування електричної мережі, а також відображати схему мережі або її окремі

ділянки у графічному вигляді разом із необхідними розрахунковими та вихідними параметрами.

Результати розрахунку наведено на рисунках 2.1–2.4.

Режим максимального навантаження:

	DS	Тип	Номер	Название	U_ном	сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1		База	1		37					31.2	6.5	37	-1000	1000				37		
2		Нарп	2		35							35						34.44	-3.84	
3		Нарп	22		10		20	1				10						9.48	-10.63	
4		Нарп	3		35							35						33.05	-6.18	
5		Нарп	55		10		9	0.5				10						9.95	-5.67	

Рисунок 2.1 - Режим максимального навантаження (вузли)

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1	1			37	37	0.68
2	2			35	34.44	-1.6
3	22			10	9.48	-5.24
4	3			35	33.05	-5.58
5	55			10	9.95	-0.53

Рисунок 2.2 – Напруга у вузлах

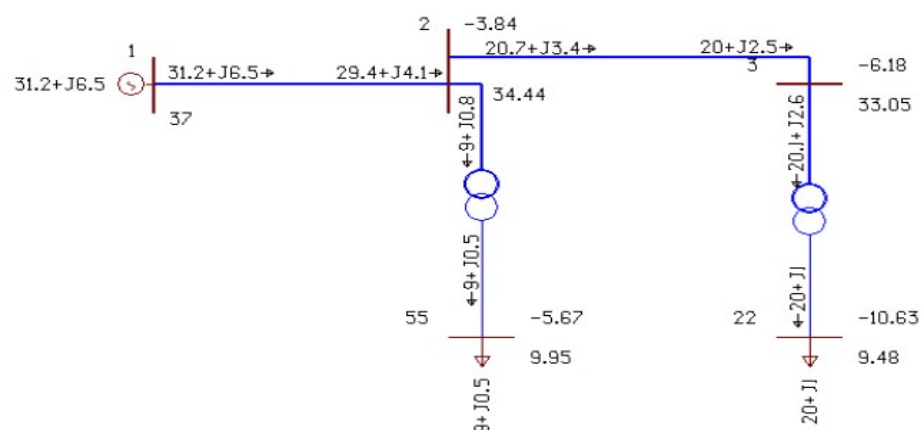


Рисунок 2.3 - Перетікання потужності на розглянутій ділянці при максимальному режимі навантаження

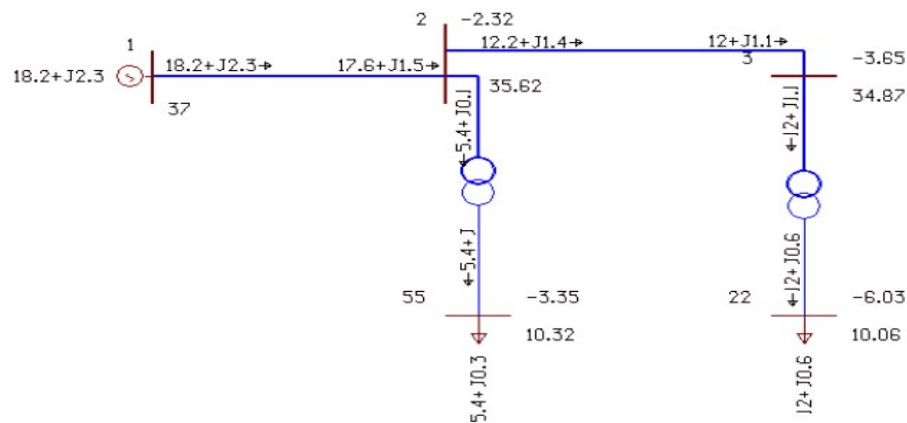


Рисунок 2.4 - Перетікання потужності на розглянутій ділянці при мінімальному режимі навантаження

Аналізуючи даний режим функціонування електричної мережі, можна зробити висновок, що значення напруги у вузлах навантаження знаходяться в допустимих межах, а втрати активної потужності в мережі є незначними.

2.3. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок виконується методом точного приведення параметрів елементів мережі до одного рівня напруги з використанням іменованих одиниць[2]. Для спрощення розрахункової моделі опори навантаження, а також активні складові опорів елементів схеми заміщення не враховуються. Визначення струмів короткого замикання здійснюється для електричної мережі, що живиться від підстанції «Рудно».

На рисунку 2.5 наведена розрахункова схема, яка використовується для визначення струмів короткого замикання, а на рисунку 2.6 подано відповідну схему заміщення мережі.

Точка К1 - розрахункова точка КЗ для сторони 35 кВ. Точка К2 - розрахункова точка КЗ для сторони 10 кВ.

Параметри обладнання та еквіваленти мережі:

- Система: опір системи $X_1 = 15,59$ Ом, потужність системи S_C приймається рівною ∞ ;

– лінії передачі: ПЛ-90І провід марки АС-95, $X_0=0,43$ Ом/км, $r_0=0,31$ Ом/км, довжина лінії $L_1=27,3$ км; ВЛ-91І провід марки АС-95, $X_0 = 0,43$ Ом / км, $r_0 = 0,31$ Ом / км, довжина лінії $L_2= 27,3$ км;

- Підстанція: трансформатори Т-1,2 типу ТДН-16000/35/10, $U_K = 10\%$.

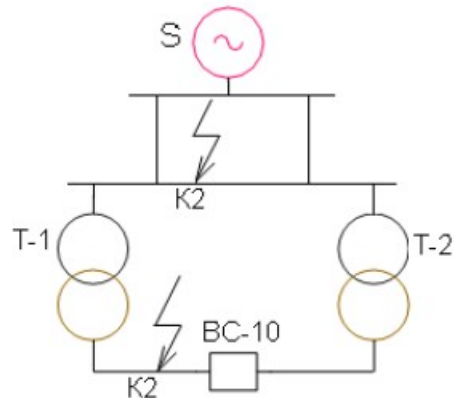


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема

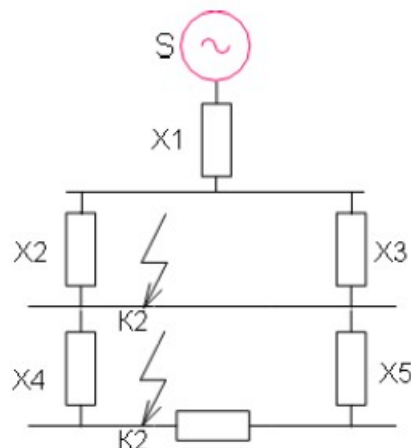


Рисунок 2.6 – Схема заміщення

Розрахунок параметрів схеми заміщення.

Опір лінії визначається за формулою:

$$X_L = \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \cdot L,$$

де X_L - опір лінії, Ом; r_0 – активний опір лінії, Ом/км; x_0 – індуктивний опір лінії, Ом/км; L – довжина лінії, км.

$$X_2 = X_3 = X_L = \sqrt{0,43^2 + 0,31^2} \cdot 27,3 = 7,79 \text{ (Ом)}.$$

Опір трансформатора розраховується за формулою:

$$X_T = \frac{U_K \times U_H^2}{S_H \times 100},$$

де: X_T - опір трансформатора, Ом; U_K – напруга короткого замикання трансформатора, %; U_{BH} – номінальна напруга обмотки високої напруги, кВ; S_H – номінальна потужність трансформатора, МВА

$$X_4 = X_5 = X_T = \frac{10 \times 38,5^2}{16 \times 100} = 9,26 \text{ (Ом)}.$$

Розрахунок струму короткого замикання у точці **К1**:

Трифазний струм короткого замикання розраховується за формулою:

$$I_{по} = E_c / X_e,$$

де: $I_{по}$ – трифазний струм короткого замикання, кА (його періодична складова); E_c – ЕРС системи, кВ; X_e - еквівалентний опір, Ом;

ЕРС системи розраховується за формулою:

$$E_c = \frac{1,13 \cdot U_{BH}}{\sqrt{3}},$$

$$E_c = \frac{1,13 \cdot 38,5}{\sqrt{3}} = 25,15 \text{ (кВ)}.$$

Для обчислення еквівалентного опору необхідно виконати перетворення схеми: спочатку визначити результуючий опір гілок X_2 і X_3 , з'єднаних паралельно, після чого отримане значення послідовно додати до опорів X_1 та X_6 .

$$X_6 = \frac{7,79 \cdot 7,79}{7,79 + 7,79} = 3,9 \text{ (Ом)};$$

$$X_7 = X_1 + X_6 = 15,59 + 3,9 = 19,48 \text{ (Ом)}.$$

Звідки: $I_{по} = 25,15 / 19,48 = 1,29 \text{ (кА)}$

Визначення ударного струму короткого замикання у точці К1 здійснюється за формулою:

$$i_{УК1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{К1}^{(3)} \cdot K_y,$$

де K_y – ударний коефіцієнт, приймається рівним 1,61.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{yK1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,29 \cdot 1,61 = 2,93 \text{ (кА)}.$$

В результаті перетворення схема набуває вигляду (рис. 2.7):

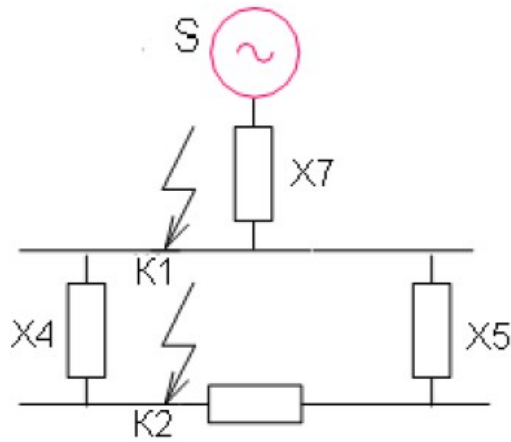


Рисунок 2.7 – Перетворена схема заміщення

Розрахунок струму короткого замикання у точці **K2**:

Для розрахунку струму короткого замикання у точці K2 необхідно послідовно скласти опори X₄ та X₅:

$$X_{10} = X_7 + X_4 = 19,78 + 9,26 = 29,04 \text{ (Ом)}.$$

Отримані результати E_c та X₁₀ підставляються у формулу:

$$I_{по2} = 22,15 / 29,04 = 0,76 \text{ (кА)}$$

Справжнє значення струму короткого замикання у точці K2 визначається приведенням його до напруги 10 кВ:

$$I_{по2} = 0,76 \cdot 38,5 / 10,5 = 2,78 \text{ (кА)}$$

Ударний струм короткого замикання в точці K2 визначається за відповідною розрахунковою формулою. При цьому значення ударного коефіцієнта K_у приймається рівним 1,8, що відповідає умовам живлення системи від збірних шин напругою 10 кВ через силовий трансформатор одиничної потужності.

$$i_{yK2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 2,78 \cdot 1,8 = 7,07 \text{ (кА)}.$$

Визначення струму K3 у точці K2 при включеному секційному вимикачі 10 кВ:

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Паралельно складаються X_{10} та X_{11} :

$$X_{11} = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{9,26 \cdot 9,26}{9,26 + 9,26} = 4,63 \quad (\text{Ом}) .$$

$$X_{12} = X_7 + X_{11} = 19,78 + 4,63 = 24,41 \quad (\text{Ом}) .$$

Струм короткого замикання в максимальному режимі для точки К2 визначається:

$$I_{K2\max}^{(3)} = \frac{25,15}{24,41} = 1,03 \quad (\text{кА})$$

$$I_{K2\max}^{(3)} = 1,03 \cdot \frac{38,5}{10,5} = 3,77 \quad (\text{кА}) .$$

$$i_{yK2\max}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 3,77 \cdot 1,8 = 9,6 \quad (\text{кА}) .$$

Отримані результати розрахунку струмів трифазного короткого замикання точках К1, К2 наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Розрахункові струми трифазного короткого замикання

Місце КЗ	Іпо мін, кА	іуд мін, кА	Іпо мах, кА	іуд мах-, кА
Точка К1	1,29	2,93	2,9	6,6
Точка К2	2,78	7,07	3,77	9,6

2.4. Вибір та перевірка електрообладнання

2.4.1. Вибір вимикачів для ланцюгів 35 та 10 кВ

Вимикачі належать до основних комутаційних апаратів електроустановок і призначені для вмикання та вимикання електричних кіл у різних режимах роботи мережі. Найбільш відповідальною операцією їх функціонування є відключення струмів короткого замикання, а також повторне вмикання кола після спрацювання пристроїв автоматичного повторного вмикання або під час ручної перевірки лінії оперативним персоналом на наявність короткого замикання [3].

Вибір вимикачів здійснюється за такими параметрами:

- за напругою установки – $U_{уст} \leq U_H$;
- за тривалим струмом – $I_{раб.мах} \leq I_H$;
- перевірка на електродинамічну міцність $I'' \leq I_{дин}$; $i_y \leq i_{дин}$;
- на термічну стійкість – $B_K = I_T^2 \cdot t_T$.

$$B_K = I_T^2 \times t_T,$$

де: B_K - тепловий імпульс, $кА^2 \cdot с$; I_T - струм термічної стійкості апарату, $кА$;
 t_T - час термічної стійкості, $с$.

Тепловий імпульс визначається за формулою:

$$B_K = I''^2 \times (t_{отк} + T_A),$$

де $t_{відк}$ – час відключення короткого замикання, $с$; T_A - постійна часу ланцюга короткого замикання, $с$.

Час відключення короткого замикання визначається за такою формулою:

$$t_{отк} = t_3 + t_B,$$

де t_3 - час дії релейного захисту, $с$ - приймається рівним $0,3 \text{ с}$; t_B - повний час відключення вимикача, $с$.

1. Вибір вимикача у ланцюзі трансформатора на стороні напруги 35 кВ

Визначення максимального струму ланцюга трансформатора проводиться за формулою:

$$I_{Tmax} = K_T \times \frac{S_T}{\sqrt{3} \times U_H},$$

де I_{Tmax} - максимальний струм в ланцюзі трансформатора, $А$; S_T - потужність трансформатора, $кВА$; U_H – номінальна напруга, $кВ$; K_T – коефіцієнт перевантаження трансформатора.

$$I_{Tmax} = 1,4 \times \frac{10000}{\sqrt{3} \times 35} = 231,2 \text{ (А)}.$$

За каталогом вибирається вимикач типу: ВГБЕ-35-12,5/630 УХЛ1.

Технічні характеристики вимикача:

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Номінальна напруга: $U_n = 35$ кВ; номінальний струм: $I_n = 630$ А; струм електродинамічної стійкості: $I_{дин} = 12,5$ кА, $i_{дин} = 32$ кА; термічна стійкість $468,75$ кА²·с; повний час відключення $0,065$ с.

Визначення часу відключення короткого замикання:

$$t_{отк} = 0,3 + 0,065 = 0,365 \text{ (с)}.$$

Тепловий імпульс:

$$B_K = 2,9^2 \times (0,365 + 0,02) = 3,24 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}.$$

Розрахункові дані та характеристики вимикача зводяться до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Вибір вимикача в ланцюзі трансформатора на стороні 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Вимикач типу: ВГБЕ-35-12,5/630 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_n = 35$ кВ
$I_{роб. max} \leq I_n$	$I_{роб. max} = 231,2$ А	$I_n = 630$ А
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,9$ кА	$i_{дин} = 12,5$ кА
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 6,6$ кА	$i_{дин} = 32$ кА
$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 3,24$ кА ² с	$B_K = 468,75$ кА ² ·с

2. Вибір секційного вимикача у ланцюгу ліній на стороні напруги 35 кВ

За каталогом вибирається секційний вимикач такого ж типу.

Визначення теплового імпульсу:

$$B_K = 2,9^2 \times (0,365 + 0,02) = 3,24 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}.$$

Розрахункові дані та характеристики вимикача зводяться до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Вибір секційного вимикача за 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Вимикач типу: ВГБЕ-35-12,5/630 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{роб. max} \leq I_H$	$I_{роб. max} = 231,2 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 6,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3. Вибір вимикачів у ланцюзі трансформатора на стороні 10 кВ

Визначення максимального струму ланцюга трансформатора проводиться так:

$$I_{T \max} = 1,4 \times \frac{10000}{\sqrt{3} \times 10} = 809,2 \text{ (А)}.$$

За каталогом вибирається вимикач типу: ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ4.

Технічні характеристики вимикача: номінальна напруга: $U_H = 10 \text{ кВ}$; номінальний струм: $I_H = 1000 \text{ А}$; струм електродинамічної стійкості: $I_{дин} = 20 \text{ кА}$, $i_{дин} = 52 \text{ кА}$; термічна стійкість $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$; повний час відключення $0,05 \text{ с}$.

Визначення часу відключення короткого замикання здійснюється так:

$$t_{відк} = 0,3 + 0,05 = 0,35 \text{ с}$$

Тепловий імпульс:

$$B_K = 7,2^2 \times (0,35 + 0,045) = 20,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Розрахункові дані та характеристики вимикача зводяться до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Вибір вимикача ланцюга трансформатора на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Вимикач типу: ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ4
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб. max} \leq I_H$	$I_{роб. max} = 809,2 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$

$I'' \leq I_{\text{дин}}$	$I'' = 7,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 18,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 6,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4. Вибір вимикачів у ланцюгах ліній 10 кВ

Визначення максимального струму в ланцюгу лінії:

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \times U_H \times \cos \varphi},$$

де I_{max} - максимальний струм у ланцюзі лінії, А; P_{max} - потужність однієї лінії 10 кВ, МВА, що дорівнює 2,3 МВА.

$$I_{\text{max}} = \frac{2300}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,8} = 166,2 \text{ (А)}.$$

За каталогом вибирається вимикач типу: ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4

Технічні характеристики вимикача: номінальна напруга: $U_H = 10 \text{ кВ}$; номінальний струм: $I_H = 630 \text{ А}$; струм електродинамічної стійкості: $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$, $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$; термічна стійкість $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$; повний час відключення $0,05 \text{ с}$.

Визначення теплового імпульсу:

$$B_K = 7,2^2 \times (0,35 + 0,045) = 20,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Розрахункові дані та характеристики вимикача зводяться до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Вибір вимикачів у ланцюгах ліній 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4
$U_{\text{уст}} \leq U_H$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб. max}} \leq I_H$	$I_{\text{роб. max}} = 166,2 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I'' \leq I_{\text{дин}}$	$I'' = 7,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 18,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$

$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 20,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
----------------------------	--	--

5. Вибір секційного вимикача у ланцюзі ліній 10 кВ

Визначення максимального струму для двох секцій працюючих паралельно:

$$I_{\max} = \frac{7500}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,8} = 541,9 \text{ (А)}.$$

Визначення теплового імпульсу:

$$B_K = 7,2^2 \times (0,35 + 0,045) = 20,5 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}.$$

Розрахункові дані та характеристики вимикача зводяться до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Вибір секційного вимикача у ланцюзі ліній 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	ВВ/TEL-10-20/630 УХЛ4
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{н}}$	$I_{\text{роб.мах}} = 166,2 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$
$I'' \leq I_{\text{дин}}$	$I'' = 7,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 18,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 20,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.4.2. Вибір роз'єднувачів для ланцюга 35 кВ

Вибір роз'єднувачів здійснюється за такими параметрами:

- за напругою установки – $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$;
- за тривалим струмом – $I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{н}}$;
- перевірка на електродинамічну міцність - $i_y \leq i_{\text{дин}}$;
- на термічну стійкість – $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

6.1. Вибір роз'єднувачів у ланцюзі ліній та секційного вимикача на стороні 35 кВ

За каталогом обираємо роз'єднувач типу РНД(3)-35/1000 У1 з приводом типу: ПР–У1.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Розрахункові дані та характеристики роз'єднувача наводяться в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Вибір роз'єднувачів у ланцюзі ліній та секційного вимикача на стороні 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	РНД(3)-35/1000 У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} \leq I_H$	$I_{роб. мах} = 231,2 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 6,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2. Вибір роз'єднувачів у ланцюзі трансформатора на стороні 35

За каталогом обирається роз'єднувач типу РНД(3)-2-35/1000 У1 з приводом типу: ПР–У1.

Розрахункові дані та характеристики роз'єднувача наводяться в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 - Вибір роз'єднувача ланцюга трансформатора на стороні 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	РНД(3)-2-35/1000 У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} \leq I_H$	$I_{роб.мах} = 231,2 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 3,45 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 0,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.4.3. Вибір трансформаторів напруги для ланцюга 35 та 10 кВ

Трансформатори напруги вибираються за такими умовами:

- за напругою установки – $U_{уст} \leq U_H$;
- за вторинним навантаженням трансформаторів напруги – $S_{2\Sigma} \leq S_H$.

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Вторинне навантаження трансформатора напруги

Найменування та тип приладів	Споживана потужність однієї котушки	Кількість котушок	Cosφ	Sinφ	Загальна споживана потужність P, Вт/ Q, Вр
Вольтметр Е335	2 ВА	1	1	0	2/-
Ватметр Д-335	1,5 ВА	2	1	0	3/-
Лічильник активної енергії ART-03 PQRSIDN 5-7,5a	2 Вт	2	0,38	0,925	4/9,7
Лічильник реактивної енергії ART-03 PQRSIDN 5-7,5a	3 Вт	2	0,38	0,925	6/14,7
Автоматизована система обліку	3 Вт	-	0,38	0,925	6/14,7
Разом					21/39,1

Повне вторинне навантаження всіх вимірювальних приладів на трансформатор напруги розраховується за формулою:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{21^2 + 39,1^2} = 44,4 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

За каталогом вибирається трансформатор напруги типу ЗНОМ-35-65 У1.

Вибір трансформатора напруги для ланцюга 35 кВ наведено у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 - Вибір трансформатора напруги в ланцюзі 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	ЗНОМ-35-65 У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$

$S_{2 \Sigma} \leq S_N$	$S_{2 \Sigma} = 44,4 \text{ A}$	$S_N = 150 \text{ BA}$ у класі 0,5
-------------------------	---------------------------------	------------------------------------

За каталогом вибирається трансформатор напруги типу НТМІ-10-66УЗ.

Вибір трансформатора напруги наведено у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Вибір трансформатора напруги в ланцюзі 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	НТМІ-10-66 УЗ
$U_{уст} \leq U_N$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_N = 10 \text{ кВ}$
$S_{2 \Sigma} \leq S_N$	$S_{2 \Sigma} = 44,4 \text{ BA}$	$S_N = 120 \text{ BA}$ у класі 0,5

2.4.5. Вибір трансформаторів струму для ланцюзів 35 та 10 кВ

За каталогом вибирається трансформатор струму типу ТФЗМ-35М-У1, номінальний струм (I_N) якого дорівнює 300 А.

Розрахункові дані та характеристики трансформатора струму наводяться в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 - Вибір трансформатора струму в ланцюзі вимикача трансформатора 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	ТФЗМ-35М-У1
$U_{уст} \leq U_N$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_N = 35 \text{ кВ}$
$I_{мах} \leq I_N$	$I_{мах} = 231,2 \text{ A}$	$I_N = 300 \text{ A}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 3,24 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 403,7 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

8.1. Вибір трансформаторів струму для ланцюга секційного вимикача 35 кВ

За каталогом вибирається трансформатор струму типу ТФЗМ-35М-У1, номінальний струм (I_N) якого дорівнює 300 А.

Розрахункові дані та характеристики трансформатора струму наводяться в таблиці 2.13.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.13 - Вибір трансформатора струму в ланцюзі секційного вимикача 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	ТФЗМ-35М-У1
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{мах} \leq I_H$	$I_{мах} = 231,2 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$
$Вк \leq I_T^2 \cdot t_T$	$Вк = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Вк = 403,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.2. Вибір трансформаторів струму для ланцюга вимикача трансформатора 10 кВ

За каталогом вибирається трансформатор струму типу ТПК-10, номінальний струм (I_H) якого дорівнює 300 А.

Розрахункові дані та характеристики трансформатора струму наводяться у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 - Вибір трансформатора струму в ланцюзі вимикача трансформатора 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	ТПК-10
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{мах} \leq I_H$	$I_{мах} = 231,2 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$
$Вк \leq I_T^2 \cdot t_T$	$Вк = 6,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Вк = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.3. Вибір трансформаторів струму для ланцюга секційного вимикача 10 кВ

За каталогом вибирається трансформатор струму типу ТПК-10, номінальний струм (I_H) якого дорівнює 600 А.

Розрахункові дані та характеристики трансформатора струму наводяться в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 - Вибір трансформатора струму в ланцюзі секційного вимикача 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	ТПК-10
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{мах} \leq I_H$	$I_{мах} = 541,9 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 20,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.4. Вибір трансформаторів струму в ланцюзі вимикачів лінії 10 кВ

Визначення тривалого допустимого струму проводиться за виразом:

$$I_{мах} = \frac{2300}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,8} = 166,2 \text{ (А)}.$$

За каталогом вибирається трансформатор струму типу ТПК-10, номінальний струм (I_H) якого дорівнює 200 А.

Розрахункові дані та характеристики трансформатора струму наводяться в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 - Вибір трансформатора струму в ланцюзі вимикачів лінії 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	ТПК-10
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{мах} \leq I_H$	$I_{мах} = 166,2 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 6,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 7,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3. ВИБІР СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ РП ПС

3.1. Основні вимоги до схем розподільчих пристроїв

Вимоги до схем розподільчих установок підстанцій полягають у забезпеченні високої надійності електропостачання споживачів і стабільної роботи мережі в цілому. Важливим аспектом є зручність експлуатації, що передбачає простоту та наочність схемних рішень, зменшення ймовірності помилкових дій обслуговуючого персоналу, а також можливість скорочення кількості комутаційних операцій у первинних і вторинних колах при зміні режимів роботи електроустановки. Крім того, схема повинна характеризуватися достатньою технічною гнучкістю, тобто здатністю адаптуватися до змінних умов роботи, включаючи проведення планових і аварійно-відновлювальних ремонтів, модернізацію, розширення та виконання випробувань обладнання [4,5].

Компоновка підстанції має бути виконана таким чином, щоб забезпечити максимально раціональне та компактне розміщення всього обладнання при дотриманні вимог безпеки, надійності та зручності обслуговування. Важливим є також врахування екологічних аспектів, що передбачає мінімізацію негативного впливу на навколишнє середовище, зокрема зниження рівня шуму, електромагнітних впливів та використання екологічно безпечних матеріалів і технологій. При проектуванні підстанції необхідно забезпечити технічно обґрунтовану економічність, яка досягається шляхом оптимального вибору схемних рішень, обладнання та режимів роботи з урахуванням капітальних і експлуатаційних витрат. Окрему увагу слід приділити впровадженню сучасних систем автоматизації та дистанційного керування, що дає можливість реалізувати концепцію цифрової підстанції відповідно до стандарту. Це, у свою чергу, дозволяє значно підвищити ефективність керування, надійність функціонування та створює передумови для експлуатації підстанції без постійної присутності обслуговуючого персоналу.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2. Вибір виконання та схеми РП напругою 35 кВ

Розміщення діючої ПС задовольняє нормам, тому при проведенні реконструкції буде використано той же майданчик.

Тип підстанції – тупикова. Відповідно до норм технологічного проектування ПС для подібного типу підстанції 35-220 кВ, з 4 приєднаннями (2ВЛ+2Т) допускається застосовувати схему 35-4Н.

Для ВРП-35 вибираємо схему 35-4Н (рисунок 3.1). Два блоки з вимикачем та неавтоматичною перемичкою з боку лінії.

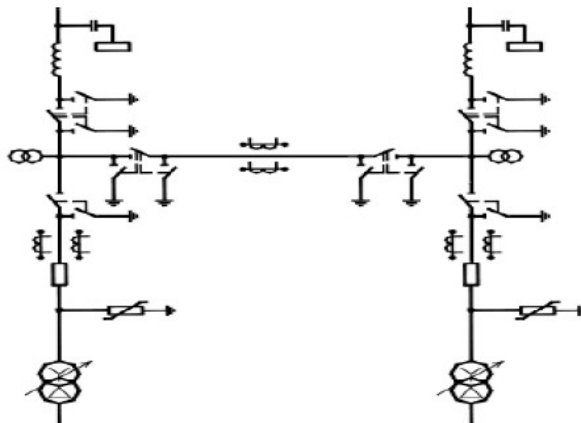


Рисунок 3.1 - Схема 35 кВ

Відкритий розподільчий пристрій формується з окремих блоків напругою 35 кВ. Кожен блок являє собою просторову жорстку металеву конструкцію, на якій розміщується комплект високовольтного обладнання разом із шинами в межах даного модуля. За необхідності окремі елементи обладнання можуть встановлюватися всередині конструкції на базі каркаса із частковим заглибленням. У такому виконанні обладнання додатково захищається металевими огороженнями або сітчастими екранами, що підвищує рівень безпеки та механічного захисту.

Міжблокові електричні з'єднання на стороні 35 кВ виконуються за допомогою жорсткої ошиновки, змонтованої на опорних ізоляторах, що забезпечує необхідну механічну міцність і електричну надійність. Зв'язки допоміжних кіл — релейного захисту, керування, сигналізації, контролю та

блокування — прокладаються у металевих кабельних лотках, що підвищує рівень захищеності та впорядкованості кабельного господарства. Для підключення цих допоміжних кіл у кожному блоці 35 кВ передбачено встановлення клемних шаф, які забезпечують зручність монтажу, обслуговування та можливість оперативної комутації.

Встановлення обладнання ВРП - 35 кВ здійснюється на заздалегідь підготовлені фундаменти, виконані у вигляді заглиблених залізобетонних стояків або залізобетонних лежнів, що забезпечують необхідну міцність і стійкість конструкцій.

Для захисту обладнання підстанції від прямих ударів блискавки у ВРП 35 кВ передбачено встановлення чотирьох блискавко приймачів, розміщених на порталах ошиновки. Блискавко приймачі типу ТУ-5 висотою 5650 мм жорстко закріплені до траверс порталів за допомогою електрозварювання. Металеві траверси типу ТУ-4, у свою чергу, встановлені на опорних стійках. Уся металева конструкція має надійне електричне з'єднання із заземлювальним контуром підстанції, що забезпечує ефективне відведення струмів блискавки.

3.3. Вибір виконання та схеми РП напругою 10 кВ

Розподільчий пристрій напругою 10 кВ передбачається виконати на базі комплектних розподільчих осередків викатного типу, які розміщуються у капітальній цегляній будівлі закритого виконання з двосхилим дахом, покритим металочерепицею. Підключення силових трансформаторів здійснюється через полімерні прохідні ізолятори, встановлені з внутрішнього боку стін будівлі ЗРУ. Схемне рішення передбачає наявність двох секцій збірних шин, які в нормальних умовах експлуатації функціонують роздільно, що підвищує надійність електропостачання та забезпечує гнучкість у роботі мережі.

У нормальному режимі роботи мережі секційні вимикачі перебувають у розімкненому стані, забезпечуючи роздільну роботу секцій збірних шин, що дозволяє обмежити рівень струмів короткого замикання. Керування секційними

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вимикачами здійснюється пристроєм автоматичного вводу резерву (АВР), розміщеним в окремій шафі. У разі зниження напруги на шинах 10 кВ нижче допустимого рівня пристрій АВР протягом 0,1–30 секунд виконує автоматичне з'єднання секцій шин шляхом замикання секційних вимикачів, що забезпечує безперервність електропостачання та підвищує надійність живлення споживачів.

Виготовлення комплектних розподільчих осередків, а також їх монтаж разом з іншим обладнанням (вимикачами, трансформаторами струму та ін.) здійснюється на спеціалізованому підприємстві-виробнику. Для реалізації проекту обрано комплектний розподільний пристрій типу «Класик» напругою 6(10) кВ серії D-12РТ, який відповідає сучасним вимогам надійності та експлуатаційної ефективності.

Комплектний розподільний пристрій серії D–12РТ призначений для приймання та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 або 60 Гц при напрузі 6–10 кВ у мережах з ізольованою нейтраллю або нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор чи резистор.

КРП D–12РТ використовується як РП напругою 6(10) кВ на трансформаторних підстанціях різних типів, зокрема комплектних і контейнерного виконання. Його застосовують на підстанціях з рівнями напруги 110/35/6(10) кВ, 110/6(10) кВ, 35/6(10) кВ, а також 6(10)/0,4 кВ.

У таблиці 3.1 приведені технічні характеристики КРП серії D-12РТ.

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики КРП серії D-12РТ

Найменування параметру		Значення параметру	
Номінальна напруга, кВ		6,0; 10,0	
Найбільша робоча напруга, кВ		7,2; 12,0	
Номінальний струм збірних шин, А		630;1000;1250; 1600	
Номінальний струм головних ланцюгів, А		630;1000;1250; 1600	
Струм електродинамічної стійкості (амплітуда), кА		до 63	

Струм термічної стійкості, кА	20; 25
Час протікання струму термічної стійкості,	1
Номінальна напруга допоміжних ланцюгів, В	до 2201
Габаритні розміри шаф, мм:	
- ширина	6002, 7003, 750
- глибина	1100
- висота	2095, 22454
Маса, кг, не більше	500

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

Необхідність реконструкції підстанції обумовлена зростанням навантаження споживачів, а також потребою у заміні існуючого обладнання на сучасне та більш ефективне. Зокрема, встановлені масляні вимикачі напругою 10 кВ типу ВМГ-133 на сьогодні зняті з виробництва, що ускладнює забезпечення їх запасними частинами. Крім того, вони є морально застарілими та вичерпали свій комутаційний ресурс, що негативно впливає на надійність роботи підстанції.

Основною метою економічного розрахунку є оцінка ефективності запропонованого проекту, яка включає визначення інвестиційної доцільності, рівня рентабельності вкладень, норми прибутку, а також строку окупності інвестицій.

У даному регіоні прогнозується зростання електричних навантажень, що зумовлено розширенням потужності місцевого агропромислового підприємства, а також активним будівництвом житлових комплексів і котеджних містечок.

Розрахунковий період охоплює етап реконструкції енергетичного об'єкта, період його тимчасової експлуатації, а також подальшу роботу в нормальному режимі до досягнення граничного фізичного ресурсу основного обладнання підстанції.

У фінансово-економічних розрахунках усі вартісні показники, пов'язані з постачанням електричної енергії споживачам, подано у грошовому еквіваленті. Об'єктом економічного аналізу виступає обладнання підстанції та його техніко-економічні характеристики.

Щодо електричних об'єктів, результати виробничої діяльності формуються за рахунок реалізації електричної енергії, яка передається через мережу споживачам.

Для визначення вартісних показників використовуються діючі ціни та тарифи на електричну енергію. Рівень тарифу приймається з урахуванням вартості передачі та розподілу електроенергії відповідно до чинного регулювання.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для Львівської області тариф встановлюється Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), і визначається залежно від класу напруги та категорії споживачів. Наразі він становить орієнтовно кілька гривень за 1 кВт·год електричної енергії, що відповідає діючим умовам тарифних утворень в Україні [6,7].

4.1. Розрахунок техніко економічних показників підстанції

4.1.1. Визначення капітальних вкладень у підстанцію

Величина капіталовкладень у підстанцію визначається на основі укрупнених нормативних показників вартості, наведених у довідкових джерелах, шляхом підсумовування окремих складових. До них відносяться витрати на розподільчі пристрої всіх класів напруги, силові трансформатори та автотрансформатори, компенсуючі й реакторні установки, а також постійна частина витрат, пов'язана із загальною інфраструктурою підстанції.

Загальні капітальні витрати формуються з урахуванням вартості спорудження підстанції та ліній електропередачі, що забезпечують її приєднання до енергосистеми:

$$K_{\text{п/ст}} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{\text{пост}}) \cdot \alpha_p,$$

де K_i - розрахункова вартість розподільчих пристроїв, трансформаторів, струмообмежувальних реакторів, а також додаткові капіталовкладення лінійних осередків, обладнаних високочастотним зв'язком; n_i - відповідно кількість одиниць перерахованого обладнання; $K_{\text{пост}}$ - постійна частина витрат по підстанції, що мало залежить від потужності підстанції; α_p - коефіцієнт, що враховує район споруди.

Узагальнені розрахунки капіталовкладень по підстанції показані в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Капіталовкладення в об'єкт

Напруга, кВ	Кількість та потужність	Номер схеми РП на стороні	Кількість ПЛ, що відходять,	Вартість об'єкту в
-------------	-------------------------	---------------------------	-----------------------------	--------------------

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	трансформаторів, шт., МВА	ВН/НН	шт ВН/НН	цілому, тис.грн
35/10	2х16	35-10/ 10-2	2/24	15800

4.1.2. Визначення щорічних витрат на підстанції

Негативні аспекти функціонування підстанції та прилеглих електричних мереж обумовлені необхідністю здійснення витрат на їх експлуатацію та обслуговування, включаючи утримання розподільчих пристроїв і ліній електропередачі.

Разом із цим, процеси передачі та розподілу електричної енергії супроводжуються неминучими технологічними втратами, що виникають під час транспортування електроенергії лініями та її перетворення в трансформаторах. Оскільки такі втрати є складовою процесу електропостачання, їх вартісна оцінка враховується у структурі щорічних експлуатаційних витрат:

$$I_{\text{пер}} = I_{\text{експл}} + I_{\text{втр}}$$

де $I_{\text{експл}}$ – сумарні витрати електромережових господарств енергосистеми на ремонтно-експлуатаційне обслуговування мереж, грн/рік; $I_{\text{втр}}$ – сумарна вартість втрат електроенергії, грн/рік.

Розрахунок витрат електромережових господарств на ремонтно-експлуатаційне обслуговування мереж визначається за укрупненими показниками. Знайдемо щорічні витрати на амортизацію та витрати на обслуговування, і ремонти (капітальний та поточні).

$$I_{\text{екс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}} + I_{\text{інше}},$$

$$I_{\text{екс}} = 0,9488 + 0,4744 + 0,3160 = 1,7392 \text{ млн грн} \approx 1,74 \text{ млн грн}$$

$I_{\text{ам}}$ - щорічні витрати на амортизацію (реновацію), грн/рік:

$$I_{\text{ам.н/см}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{н/см}},$$

де $\alpha_{\text{ам}}$ - норми відрахувань на амортизацію, 6,5% на рік; $I_{\text{об/рем}}$ – витрати

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на обслуговування та ремонти (капітальний та поточні), грн/рік.

$$I_{ам} = 6,5/100 \cdot 15800 = 948\,800 \text{ грн}$$

Де $\alpha_{об/рем}$ - норми відррахувань на обслуговування електричних мереж і ремонти 3,3% на рік, тоді:

$$I_{об/рем} = 3,3/100 \cdot 15800 = 474\,400 \text{ грн}$$

Витрати на амортизацію можуть досягати до 45%, а 55% становитимуть інші витрати:

$$I_{ін} = I_{з/п} + I_{обсл} + I_{ам} + I_{буд} + I_{адмін} + I_{ін}$$

де: $I_{з/п}$ – витрати на заробітну плату персонала; $I_{обсл}$ – витрати на обслуговування підстанції та ЛЕП; $I_{ам}$ – витрати на амортизацію; $I_{буд}$ – витрати на будівництво, експлуатацію; $I_{адмін}$ - адміністративні витрати; $I_{ін}$ - інші витрати.

$$I_{ін} = (948\,800 \cdot 0,55)/0,45 = 75\,900 \text{ грн } (\approx 75,9 \text{ тис. грн})$$

Тоді сумарні витрати на передачу електроенергії становитимуть:

$$\Sigma I_{перед} = 948\,800 + 75\,900 = 1\,024\,700 \text{ грн} = 1,025 \text{ млн грн}$$

Результати розрахунку кожного виду обладнання наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Експлуатаційні витрати розподілу енергії

Елемент обладнання	Кап.вкладення, тис.грн	$\alpha_{ам},\%$	$\alpha_{об},\%$	$I_{ам}$, тис грн/рік	$I_{обсл}$, тис грн/рік	$I_{експл}$, тис грн/рік
ПС 35/10 кВ	15800	6,5	3,3	948 800	474 400	17392
Разом				948 800	474 400	17392

4.1.3. Визначення витрат, пов'язаних із втратами енергії

Витрати на втрату енергії розраховуються за виразом:

$$I_{втр} = \Delta E \cdot V_{втр} \cdot K_v$$

де ΔE - величина втрат енергії; $V_{втр}$ - вартість 1 кВт-рік втраченої енергії, 6,07 грн за кВт.

Річні втрати енергії в ЛЕП:

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta E = \Delta P_{\max} \cdot \tau.$$

де $\Delta P_{\max}$ – втрати потужності при максимальному навантаженні; τ – річний час максимальних втрат.

Втрати потужності при максимальному навантаженні визначаються за виразом:

$$\Delta P_{\max} = \frac{S_{\max}^2}{U^2} \cdot \rho \cdot \alpha \cdot L,$$

де $S_{\max}$ - потужність, що передається по ЛЕП при максимальному навантаженні; U – напруга лінії; ρ – питомий активний опір лінії 10-500 кВ; α - коефіцієнт, що враховує зміну опору лінії при температурі, відмінній від 20 ° С; L - довжина лінії.

Розрахунок річного часу максимальних втрат, величини втрат електроенергії в автотрансформаторах, а також питомих витрат на їх компенсацію виконується для прийнятого до експлуатації обладнання.

Втрати енергії діляться на умовно постійні (не залежні від потужності, що передається) і умовно змінні (залежні від переданої потужності).

Змінна складова втрат формується за рахунок навантажувальних втрат в автотрансформаторах і реакторах підстанції, а також втрат у активному опорі провідників і кабельних ліній.

Величини змінних втрат у трансформаторах та автотрансформаторах визначаються відповідно до розрахункових залежностей:

$$\Delta E_{\text{зм.тр}} = n \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \tau \cdot K^2_{\text{з}},$$

де $\Delta P_{\text{к}} = 85$ кВт – втрати короткого замикання; $K_{\text{з}} = 0,6$ - коефіцієнт завантаження трансформатора; τ – річний час максимальних втрат.

Значення постійних втрат у трансформаторах знаходять за формулами:

$$\Delta E_{\text{пост}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760$$

де n – кількість трансформаторів; $\Delta P_{\text{хх}} = 17$ кВт – втрати на холостий хід у трансформаторі.

Собівартість передачі електроенергії та тарифів на електроенергію.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Собівартість передачі електроенергії:

$$S_{\text{перед}} = \Sigma I_{\text{перед}} / E_{\text{річ}}$$

де $E_{\text{річ}}$ - повний обсяг електроенергії, що передається за рік:

$$E_{\text{річ}} = nK_3 \cdot S_{\text{н.тр}} \cdot \cos \varphi \cdot 5000$$

де n – кількість трансформаторів; $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності, приймається рівним 0,8; $S_{\text{н.тр}}$ - номінальна потужність одного трансформатора.

$$E_{\text{річ}} = 2 \cdot 0,6 \cdot 16 \cdot 0,8 \cdot 5000 = 76,8 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Тоді собівартість надання послуг із передачі 1 кВт·год електроенергії через підстанцію дорівнює:

$$S_{\text{перед}} = 1024700 / 76,8 = 13,34 \text{ грн/кВт год}$$

Повна собівартість передачі електроенергії мережами енергосистеми складається з вартості енергії організації, що виробляє енергію (0,41 грн), тарифу на передачу мережами (0,16 грн), тарифу районної компанії електричної мережі (0,24 грн) та собівартості передачі енергії по мережах ТОВ «Львів - електромережа»:

$$T_{\text{тоо}} = S_{\text{перед}} + 0,1 \cdot S_{\text{п}},$$

$$T_{\text{тоо}} = 13,34 + 0,1 \cdot 13,34 = 14,674 \text{ грн/кВт год}$$

Тоді тариф на електроенергію для підприємства складе 15,48 грн/кВт год.

Виторг від прогнозованого обсягу передачі електроенергії складе:

$$V_{\text{реал}} = 76,8 \cdot 14,674 = 1126,9 \text{ млн. грн}$$

4.2. Показники фінансово-економічної ефективності

Показник чистої приведеної вартості (Net Present Value, NPV) використовується для порівняння обсягу інвестованого капіталу (Invested Capital, IC) із сумарними чистими грошовими потоками, які формуються впродовж розрахункового періоду, та відображає поточну економічну ефективність інвестиційного проекту.

Оскільки грошові надходження виникають у різні моменти часу, їх приводять до теперішньої вартості шляхом дисконтування із застосуванням

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ставки r . Значення коефіцієнта r , як правило, визначається виходячи з вартості залученого капіталу.

Показник NPV (чиста приведена вартість) є одним із ключових критеріїв оцінки ефективності інвестиційного проєкту та визначення доцільності вкладення коштів у його реалізацію. Для його розрахунку необхідно спрогнозувати річні грошові потоки, що формуються протягом усього строку функціонування проєкту, після чого здійснити їх приведення до теперішньої вартості з метою забезпечення коректного порівняння по часу.

Чиста приведена вартість обчислюється за відповідною формулою:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0,$$

де I_0 – інвестиції у цей проєкт, млн. грн; CF_1 – потік готівки, млн. грн.; r – ставка дисконтування; t - час реалізації проєкту, рік.

Грошовий потік визначається за формулою:

$$CF = Пч + Іам$$

$$CF = 2\,600\,000 \text{ грн} + 948\,800 \text{ грн} = 3\,548\,800 \text{ грн} \approx 3,55 \text{ млн грн}$$

Розрахунок виконується до моменту отримання першого додатного значення NPV, тобто до сьомого року. Оскільки NPV набуває додатного значення, це свідчить про економічну доцільність реалізації проєкту за заданої ставки дисконтування, адже сформовані грошові надходження перевищують встановлений рівень прибутковості на поточний момент.

Під внутрішньою нормою прибутковості інвестиційного проєкту (Internal Rate of Return, IRR) розуміють таке значення ставки дисконтування r , за якого чиста приведена вартість (NPV) дорівнює нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow npi \rightarrow IRR = r,$$

Оцінка внутрішньої норми прибутковості (IRR) характеризується такими особливостями:

- не залежить від структури грошових потоків;

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- має нелінійний характер залежності;
- описується спадною функцією;
- не володіє властивістю адитивності.

Економічна сутність показника IRR полягає в тому, що він відображає гранично допустимий рівень витрат (ставки дисконту), за якого інвестиційний проєкт залишається беззбитковим. Водночас підприємство може приймати до реалізації ті проєкти, рівень прибутковості яких не нижчий за поточну вартість капіталу.

Розраховується IRR для $r = 11\%$ банківського відсотка:

$$PV = 3,55 \cdot 0,88 = 3,124 \text{ млн грн}$$

$$NPV = -16,42 + 3,124 = -13,296 \text{ млн грн}$$

Інші значення розраховуються так само і заносяться до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Розрахунок NPV та IRR

Рік	Грошовий потік CF, млн. грн	$1/(1+r)^n$	Поточна вартість млн. грн
0	-16,42	-	-
1	3,55	0,9	-13,296
2	3,55	0,81	-10,27
3	3,55	0,73	-7,65
4	3,55	0,66	-5,29
5	3,55	0,59	-3,16
6	3,55	0,53	-1,24
7	3,55	0,48	+0,48

З наведених розрахунків видно, що термін окупності інвестицій складе близько 7 років.

$$PV = 3,55 \cdot 0,9 + 3,55 \cdot 0,81 + 3,55 \cdot 0,73 + 3,55 \cdot 0,66 + 3,55 \cdot 0,59 + 3,55 \cdot 0,53 + 3,55 \cdot 0,48 = 3,195 + 2,876 + 2,591 + 2,343 + 2,095 + 1,882 + 1,704 = 16,686 \text{ млн грн}$$

IRR служить показником ризиковості інвестиційного проєкту: чим більше його значення перевищує встановлену підприємством граничну норму (бар'єрну ставку), тим більший запас фінансової стійкості має проєкт і тим менш критичними є можливі похибки в оцінці грошових надходжень. У випадку, коли IRR відповідає умові $NPV = 0$, реалізація проєкту не призводить до зростання вартості підприємства, але й не спричиняє її зниження.

Даний коефіцієнт дисконтування ($R = 1: (1+r)^n$) використовується для розмежування інвестиційних проєктів на доцільні та економічно неефективні. Значення IRR порівнюють із прийнятим підприємством рівнем дохідності вкладень, який визначається з урахуванням вартості залученого капіталу та бажаного рівня прибутковості (бар'єрної ставки).

$$\sum_{n=1}^0 \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} - I_0 = 0.$$

Тоді, згідно з виразом:

$$IRR = 12 \%.$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВИСНОВКИ

У роботі виконано розрахунок електричних навантажень з урахуванням прогнозованого розвитку регіону. За результатами розрахунків обґрунтовано вибір силових трансформаторів підвищеної потужності. На основі даних, отриманих у програмному комплексі RASTR, проведено аналіз усталеного режиму напруги і втрат потужності у вузлах мережі, який показав, що рівні напруги та втрати перебувають у допустимих межах. Додатково встановлено, що для повітряних ліній за умов оптимального завантаження фактична щільність струму практично відповідає економічно доцільному значенню.

Виконано розрахунок струмів короткого замикання для характерних точок електричної мережі з урахуванням найбільш несприятливого (максимального) режиму роботи. На основі отриманих значень визначено електродинамічні та термічні впливи струмів КЗ на елементи мережі.

З урахуванням розрахованих параметрів обґрунтовано вибір основного комутаційного обладнання — вимикачів та роз'єднувачів, які відповідають вимогам щодо відключаючої здатності, термічної та динамічної стійкості, а також забезпечують надійну та безпечну експлуатацію електроустановки. Також обрані та перевірені вимірювальні трансформатори струму та напруги.

У розділі «Економічна частина» проведено комплексну оцінку інвестиційної привабливості запропонованого проєкту. Для виконання розрахунків застосовано сучасний підхід до аналізу ефективності інвестицій, що ґрунтується на визначенні показника чистої приведеної вартості (NPV) з урахуванням фактору часу та дисконтування грошових потоків.

На основі прогнозованих грошових надходжень і витрат визначено основні економічні показники проєкту, зокрема динаміку формування грошових потоків, значення NPV та строк окупності інвестицій. Отримані результати свідчать, що період повернення вкладених коштів не перевищує 7 років, що підтверджує економічну доцільність реалізації проєкту та його привабливість для інвестора з урахуванням прийнятого рівня дисконтування.

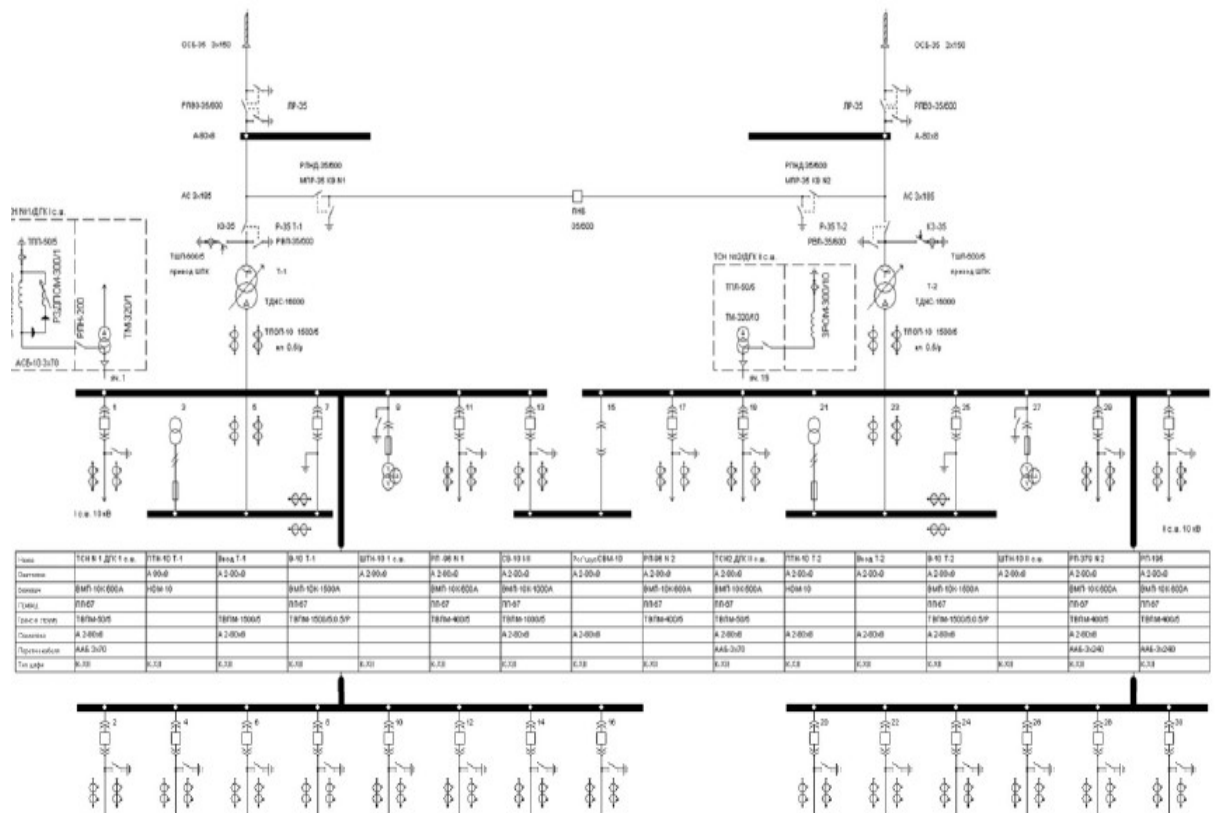
					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. В.С. Костишин, М.Й. Федорів. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посібник, Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. 243 с.
2. Правила устаткування електроустановок. Київ: 2023. 176 с.
3. Правила технічної експлуатації електростанцій та підстанцій: РД43.20.501-95, 2020. – 325 с
4. Пантелєєва І.В. Електрична частина станцій та підстанцій. Конспект лекцій для студентів спец. 141/ Укр. інж.-пед. акад. Харків: 2023. 81 с.
5. Ткаченко М. В., Павленко В. М. Реконструкція трансформаторної підстанції для освітніх і наукових установ шляхом впровадження енергоефективних технологій. Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК: матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції, Харків, 2024, С. 29–33.
6. Попов В.Є., Коваленко М.П.. Енергоефективність та економічні аспекти модернізації електромереж. Енергетика і електрифікація, 2019. С. 34-39.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Додаток А



Принципова схема підстанції