

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 30 » вересня 2021 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Семенчуку Івану Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка технічних заходів підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

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

Затверджені наказом ректора від « 29 » вересня 2021 року № 4/7-807

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи Електрично-принципова схема підстанції, графіки навантаження підстанції, значення активних та реактивних опорів живлячої мережі, паспортні дані та інструкція по експлуатації мікропроцесорного блоку захисту «Сиріус»

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 1 л. ф – А1

2. Схема головних електричних з'єднань підстанції 1 л. ф – А1

3. Графіки електричних навантажень підстанції 1 л. ф – А1

4. Схема оперативного струму підстанції 1 л. ф – А1

5. Схема релейного захисту трансформатора 1 л. ф – А1

6. Захисне заземлення та грозозахист 1 л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 30 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.09.2021	
2	Аналітичний розділ	20.10.2021	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2021	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.12.2021	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2021	
6	Висновки	10.12.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2021	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2021	

Студент

_____ (підпис)

Семенчук І. С.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Бабюк С. М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Семенчук І. С. Розробка технічних заходів підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Стор.– 71; рис. - 9; табл. - 31; креслень - 6; джерел - 23; додатків - _.

У кваліфікаційній роботі магістра здійснено розробку технічних заходів щодо підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

На основі графіків навантаження було вибрано силові трансформатори. Розраховано струми короткого замикання і вибрано комутаційну апаратуру. Розраховано та встановлено нові схеми релейного захисту на основі мікропроцесорного блоку захисту «Сиріус»

У роботі пропонуються наступні зміни:

- заміна силових трансформаторів;
- заміна існуючих масляних вимикачів 110 кВ;
- заміна вимикачів 10 кВ на вакуумні, у тому числі заміна комірок КРП;
- заміна вентильних розрядників на нелінійні обмежувачі напруги (ОПН);

Також передбачається заміна вимірювальних трансформаторів, трансформаторів власних потреб і інші зміни.

Перелік ключових слів: ЦЕНТР ЖИВЛЕННЯ, РОЗПОДІЛЬНИЙ ПУНКТ, МІКРОПРОЦЕСОР, АЧР, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, СИРІУС, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Модернізація обладнання підстанцій	9
1.2 Підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції при заміні основного обладнання	11
1.3 Призначення та основні функції пристрою автоматичного частотного розвантаження Сиріус-2-АЧР	14
1.4 Характеристика споживачів підстанції	14
1.5 Висновки до розділу 1	18
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	19
2.1 Дані для реконструкції електричній частині підстанції	19
2.2 Розрахунок і побудова добових і річних графіків електричних навантажень підстанції	20
2.2.1 Побудова графіків навантаження сторони 10 кВ	20
2.2.2 Побудова графіків навантаження сторони 110 кВ	24
2.3 Вибір силових трансформаторів на підстанції	26
2.3.1 Вибір потужності трансформаторів	26
2.4 Вибір головної схеми підстанції	28
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.	29
2.6 Висновки до розділу 2	33
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	34
3.1. Вибір комутаційної апаратури	34
3.1.1 Вибір вимикачів 110 кВ	34
3.1.2 Вибір роз'єднувачів 110 кВ	36
3.1.3 Вибір вимикачів 10 кВ	36
3.2 Вибір ошиновки	38
3.2.1 Вибір ошиновки на стороні високої напруги	38

	5
3.2.2 Вибір ошиновки на стороні низької напруги	39
3.3 Вибір опорних і прохідних ізоляторів 10 кВ	41
3.4 Обмежувачів перенапруги (ОПН)	42
3.5 Вибір КРП - 10 кВ	43
3.6 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	43
3.6.1 Вибір трансформаторів струму на стороні 110 кВ	43
3.6.2 Вибір трансформаторів струму на стороні 10 кВ	45
3.7 Вибір трансформаторів напруги	47
3.7.1 Вибір трансформаторів напруги на стороні 110 кВ	48
3.7.2 Вибір трансформаторів напруги на стороні 10 кВ	49
3.8 Проектування системи власних потреб підстанції	49
3.8.1 Вибір ТВП	49
3.8.2 Вибір кабелів що живлять щитки ВП від ТВП	51
3.8.3 Вибір кабелів що живлять електроприймачі ТВП	51
3.8.4 Розрахунок струмів короткого замикання системи ВП	51
3.8.5 Вибір запобіжників для ТВП	53
3.8.6 Вибір автоматичних вимикачів на ввідних панелях	54
3.8.7 Вибір автоматичних вимикачів на відходящих електроприймачах ВП	55
3.9 Розрахунок захисного заземлення	56
3.10 Розрахунок грозозахисту	59
3.11 Висновки до розділу 3	60
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	61
4.1 Заходи по техніці безпеки при експлуатації електрообладнання	61
4.2 Забезпечення безпечної роботи підстанції 110/10 кВ	63
4.3 Підвищення стійкості роботи об'єкту в умовах можливих надзвичайних ситуацій	65
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	69

ВСТУП

Актуальність проблеми.

Сьогодні з усіх галузей господарської діяльності людини енергетика робить найбільший вплив на наше життя. Прорахунки в цій області мають серйозні наслідки. Тепло і світло у будинках, транспортні потоки і робота промисловості – усе це вимагає витрат енергії. Основою енергетики сьогоднішнього дня є паливні запаси вугілля, нафти і газу, які задовольняють приблизно дев'яносто відсотків енергетичних потреб людства.

Отже, електрика – найбільш універсальна форма енергії, воно виробляється на електростанціях і розподіляється між споживачами за допомогою електричних мереж. Але потреби в енергії продовжують постійно рости. Будь-який розвиток вимагає, передусім, енергетичних витрат. Це означає, що сьогодні особливу увагу необхідно приділити модернізації і реконструкції як системи вироблення електроенергії, так і, в не меншому ступені, системі транспортування і розподілу електроенергії серед споживачів.

Правильно вибрана схема транспортування електроенергії споживачам багато в чому визначає надійність постачання, усуває можливі позаштатні ситуації і аварії. При цьому при проектуванні трансформаторних підстанцій, ліній передачі і так далі необхідно виходити також з економічної доцільності. Як правило розглядаються декілька варіантів і на основі їх порівняння остаточний вибирається з умови оптимального співвідношення між технічною необхідністю і економічною доцільністю. Це дозволяє добитися істотної економії матеріалів і засобів, полегшує експлуатацію апаратури.

Останнім часом усе більш широко почали застосовуватися нові види електротехнічної апаратури: вакуумні і елегазові вимикачі, замість масляних, мікропроцесорні пристрої релейного захисту, замість релейно-лампових і так далі. Ці пристрої при більшій вартості, забезпечують проте і більшу надійність, гнучкість і в цілому найчастіше виявляються прийнятнішими.

У електроенергетичній, як і у багатьох інших галузях, на сьогодні гостро стоїть питання про модернізацію мереж і підстанцій. Обладнання, встановлене 25-30 років тому, виробило свій ресурс на 100%. Нинішня його працездатність, багато в чому зберігається за рахунок того, що устаткування було виготовлене з багатократним запасом по міцності.

Мета і завдання дослідження.

Основною метою роботи є розробка та впровадження технічних заходів підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

- проведення аналізу режимів роботи електричного обладнання підстанції, враховуючи перспективу розвитку енергетичної мережі;
- дослідження поточної роботи трансформаторної підстанції, на основі якого виробити ряд пропозицій для проведення реконструкції;
- розрахунок електричних навантажень, та побудова добового і річного графіків навантажень трансформаторної підстанції;
- згідно техніко-економічних розрахунків здійснити вибір силових трансформаторів;
- здійснити розрахунок струмів короткого замикання, на основі якого здійснити вибір комутаційно-захисної апаратури, кабелів та проводів;
- розрахувати контур заземлення, та грозозахист трансформаторної підстанції.

Об'єкт дослідження – розподільна мережа трансформаторної підстанції.

Предмет дослідження – заходи підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції.

Наукова новизна отриманих результатів.

– Дістало подальший розвиток розробка та впровадження технічних заходів підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції, шляхом реконструкції основного обладнання.

Практичне значення отриманих результатів.

– реконструкція основних фондів і заміна зношеного та застарілого

обладнання дозволить зменшити кількість аварійних ситуацій та відповідно зменшити недовідпуск електричної енергії споживачам.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на X Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (2021), на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (19 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 71 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Модернізація обладнання підстанцій

Завдання будь-якої трансформаторної підстанції – збалансовано розподіляти електричну енергію по заданих об'єктах. Сьогодні в мегаполісах відчувається гострий недолік їх кількості. Промисловий сектор, що розвивається, зростаючі житлові комплекси – це усе нові і нові споживачі енергії. Неможливість приєднання до старих підстанцій стримує розвиток виробництва і створює певні незручності у будівельній сфері.

Причому будівництво нових станцій в міській інфраструктурі ускладнене. Воно вимагає серйозних вкладень. Ще проблематичніше знайти вільну ділянку землі в місті. У цих умовах раціональне рішення - реконструкція ТП.

Заміна обладнання, яке відслужило свій ресурс, економічно виправдана. Вона дає можливість налагодити штатне функціонування усіх систем з найменшійшими витратами. А завдяки сучасним технологіям з'являється можливість приєднання додаткових навантажень.

При проектуванні підстанції повинно бути забезпечено:

1. Надійне і якісне електропостачання споживачів.
2. Впровадження передових проектних рішень, що забезпечують відповідність усього комплексу показників підстанцій сучасному світовому технічному рівню.
3. Високий рівень технологічних процесів і якості будівельних і монтажних робіт.
4. Економічна ефективність, обумовлена оптимальним об'ємом інвестицій, що притягаються, і ресурсів, використовуваної землі і зниженням експлуатаційних витрат.
5. Дотримання вимог екологічної безпеки і охорони довкілля.
6. Ремонтопридатність вживаного устаткування і конструкцій.

7. Передові методи експлуатації, безпечні і зручні умови праці експлуатаційного персоналу.

Основні вимоги до ПС нового покоління:

1. Компактність, комплектність і висока міра заводської готовності.
2. Надійність роботи ПС за допомогою застосування електроустаткування сучасного технічного рівня.
3. Зручність проведення огляду, технічного обслуговування і ремонту;
4. Безпека експлуатації і обслуговування.
5. Створення ПС без обслуговуючого персоналу з дистанційним управлінням.
6. Комплексна автоматизація, що забезпечує створення інтегрованої системи управління технологічними процесами з підсистемами релейного захисту і автоматики, комерційного обліку електроенергії, моніторингу стану устаткування, діагностики і управління устаткуванням.
7. Забезпечення резервованими цифровими каналами зв'язку для передачі сигналів управління і інформації про стан електроустаткування на диспетчерський пункт, у тому числі, диспетчерськими голосовими каналами.
8. Екологічна безпека.

Професійна реконструкція ПС гарантує:

- безперебійне забезпечення споживачів будь-яких категорій електроенергією;
- автоматизація систем релейної автоматики;
- здійснення моніторингу стану обладнання;
- збільшення кількості потенційних споживачів;
- можливість максимально точного обліку комерційного використання електрики;
- легку керованість і ремонтпридатність систем.

Головна перевага установки нового трансформатора полягає в зниженні експлуатаційних витрат.

Після виконання усього комплексу робіт об'єкт наводиться у відповідність з актуальними нормативами санітарної і пожежної безпеки. Робота на трансформаторній підстанції стає комфортною. Персонал працює у більше відповідних умовах.

1.2 Підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції при заміні основного обладнання

Безперервність технологічного процесу, важкі умови роботи електроустановок і електрообладнання створюють особливі вимоги до системи електропостачання. Це надійність і безперебійність живлення. Актуальність цієї роботи полягає в застосуванні нового сучасного електрообладнання для надійної роботи системи і для економії електроенергії і засобів підприємства електричних мереж [1].

Модернізація застарілого обладнання підстанцій в першу чергу спрямована на підвищення надійності і якості енергопостачання споживача. Цьому питанню приділяється увага учених по всьому світу. Так в статті [2] розкриті питання системної і електромережевої надійності у наш час, а також вказані її нормативи і необхідні дії для виконання вимог енергетичної стратегії країни в цілому. Ще в одній публікації [3] представлена "Схема взаємозв'язків нормативів надійності роботи енергосистем і електропостачання споживачів", в якій детально розглянутий розділ "Норматив системної надійності", що включає динамічну і статичну стійкість енергосистем, недопущення розвитку системних аварій, збереження паралельної роботи електростанцій і енергосистем. Усі вищезгадані складові визначаються підвищеними вимогами до обладнання, що обумовлює необхідність модернізацій на усіх рівнях ЄЕС.

Досягнення високих показників надійності і безпеки можливо на основі системи вимог і використання різних сучасних і інноваційних технічних рішень, серед яких слід виділити застосування:

- новітнього електротехнічного обладнання підвищеної надійності;

- цифрових технологій управління режимами роботи основного електрообладнання;
- самодіагностики і моніторингу стану електрообладнання, збору, обробки і передачі даних;
- дистанційного керування комутаційними апаратами;
- відкритого або закритого виконання РУ- 110 кВ;
- компактних осередків і, як правило, жорсткої ошиновки заводської комплектації;
- елегазових і вакуумних комутаційних апаратів для РУ- 110 кВ відкритого і закритого виконання в населених пунктах з щільною і старою забудовою, культурних і історичних центрах;
- обладнання, що не обслуговується, або обладнання з пониженим об'ємом регламентних робіт;
- стратегії експлуатації і ремонту обладнання по технічному стану;
- мікропроцесорних терміналів захисту і протиаварійної автоматики;
- комплектів укрупнених функціональних блоків повної або підвищеної заводської готовності;
- силових кабелів із зшитого поліетилену;
- рішень по виключенню і зведенню до мінімуму пожеж, вибухів і негативних дій на довкілля.

Для вирішення поставлених завдань пропонуємо заміну масляних вимикачів ВМТ-110Б силових трансформаторів Т1 і Т2 на вимикачі элегазовые марки ВГТ-110П-40/2500У1

Пропонуємо замінити роз'єднувачів 110 кВ РЛНД- 110 і РЛНДЗ- 110 на РГДЗ1- 110 - П/1000УХЛ1 (один комплект заземляючих ножів) і РГДЗ2- 110 - П/1000УХЛ1 (два комплекти заземляючих ножів) виробництва ВАТ УЗ "Електроапарат". Замінити трансформатори струму і напруги на сучасні з элегазовою ізоляцією.

ВРП – 110 кВ виконати із застосуванням уніфікованих транспортабельних блоків, виконаних у вигляді металевих і залізобетонних опорних конструкцій, на

яких монтуватиметься електрообладнання на напругу 110 кВ з жорсткими і гнучкими шинами.

У ЗРП – 10 кВ приймаємо існуючу схему. Пропонуємо замінити застарілі масляні вимикачі ВМПЭ- 10-3150 на вакуумні вимикачі ВВ - TEL -10-20/1600У2 для ввідних комірок 10 кВ і для осередку секційного вимикача, ВВ - TEL -10-20/1000У2 для комірок відходящих ліній.

Замінити масляні трансформатори власних потреб ТМ(Г) - 100/10 на сучасні сухі трансформатори TR - 100/10 з литою ізоляцією з епоксидної смоли виробництва італійського заводу TESAR SRL і встановити їх в ЗРУ- 10 кВ.

Захист усіх елементів ПС виконати в об'ємі ПУЭ із застосуванням мікропроцесорних пристроїв "Сіріус".

Облаштування мікропроцесорного захисту "Сіріус-Т" призначене для виконання функцій основного захисту двообмоточного трансформатора з вищою напругою 35-220 кВ. Пристрій призначений для установки на панелях і в шафах в релейних залах і пультах управління електростанцій і підстанцій 35-220 кВ [3]. Облаштування "Сириус-Т" є комбінованим мікропроцесорним терміналом релейного захисту і автоматики.

Для контролю і обліку електроенергії пропонуємо застосувати інформаційно-вимірювальну систему. Системи інформаційно-вимірювальні контролю і обліку енергоспоживання призначені для виміру електричної енергії і потужності, комерційного і технічного обліку енергоресурсів - автоматизованого збору, накопичення, обробки, зберігання і відображення інформації про енергоспоживання. Інформаційно-вимірювальні системи призначені для створення багаторівневих автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем комплексного обліку енергоносіїв, зокрема, систем комерційного обліку електроенергії і потужності (АСКОЕ), а також для використання в комплексах пристроїв телемеханіки багатofункціональних і автоматизованих системах управління технологічним процесом (АСУ ТП).

Пропонуємо застосувати повний комплект протиаварійної автоматики, АВР- 10 кВ і АПВ- 10 кВ.

Встановити апаратуру телемеханіки і зв'язку в ОПУ. Організувати передачу сигналів телемеханіки, телесигналізації, телекерування, телевимірювань по радіоканалах. Перевірити на підстанції заземлення і при необхідності виконати наново.

1.3 Призначення та основні функції пристрою автоматичного частотного розвантаження Сириус-2-АЧР

Пристрій автоматичного частотного розвантаження «Сириус-2-АЧР» призначене для використання на електростанціях і підстанціях енергосистем з метою ліквідації дефіциту активної потужності шляхом автоматичного відключення споживачів при зниженні частоти (АЧР) з подальшим автоматичним повторним включенням відключених споживачів при відновленні частоти (ЧАПВ).

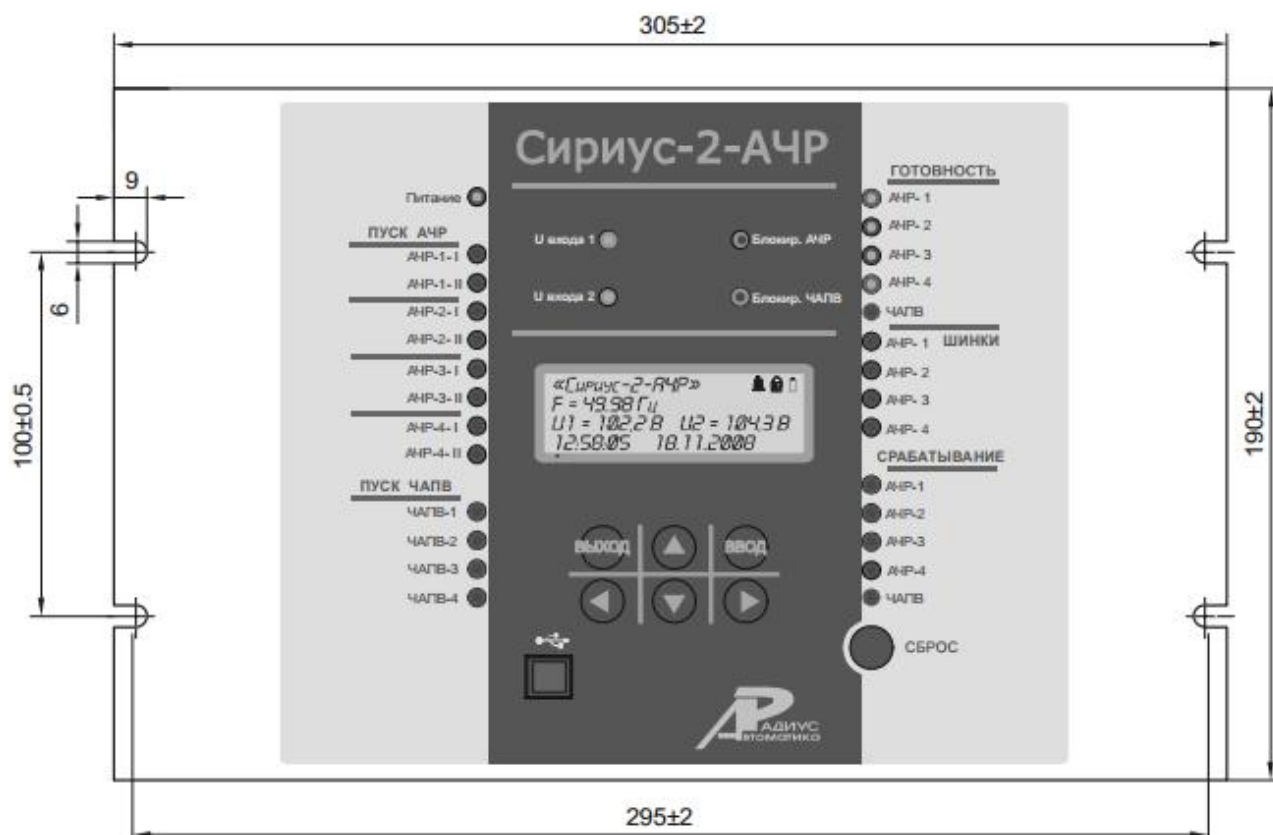


Рисунок 1.2 – Зовнішній вигляд та при'єднувальні розміри пристрою Сириус-2-АЧР

Пристрій призначений для встановлення на панелях і в шафах, в релейних залах і пультах керування електростанцій і підстанцій 3-110 (500) кВ, а також в комірках КРП і КСО 6-10 кВ підстанцій і розподільних пунктів (РП).

Пристрій забезпечує:

- автоматичне відключення визначених під частотне розвантаження приєднань;
- автоматичне повторне включення відключених приєднань при підвищенні частоти;
- одночасний контроль двох секцій;
- оперативне введення блокувань у будь-які черги АЧР і ЧАПВ;
- сигналізацію при відсутності напруги на будь-якому з каналів;
- блокування роботи зовнішніми релейними сигналами.

Пристрій забезпечує наступні експлуатаційні можливості:

- задання внутрішньої конфігурації і режиму роботи пристрою;
- введення і зберігання уставок;
- контроль і індикацію значення напруги і частоти, що підводяться до пристрою;
- передачу поточних параметрів, введення і зміну уставок по лінії зв'язку;
- безперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностику) впродовж усього часу роботи;
- виконання функцій АЧР і ЧАПВ на основі збігу вимірів одночасно по двох вхідних вимірювальних каналах – основному і контрольному;
- блокування виходів при несправності пристрою для виключення хибних спрацьовувань;
- отримання дискретних сигналів, ввімкнення попереджувальної сигналізації;
- гальванічну розв'язку усіх входів і виходів, включаючи живлення, для забезпечення високої завадозахищеності;

- високий опір і міцність ізоляції входів і виходів відносно корпусу і між собою для підвищення стійкості пристрою до перенапружень, що виникають у вторинних колах підстанції.

Функції, що виконуються пристроєм :

- автоматичне частотне розвантаження до 4 груп приєднань;
- автоматичне зворотне повторне включення відключених приєднань;
- можливість блокування ступенів категорії АЧР-I за швидкістю падіння частоти і напруги;
- можливість блокування ступенів АЧР від органу напруги потужності;
- можливість прискорення ступенів категорії АЧР-II за швидкістю падіння частоти;
- забезпечення необхідних блокувань, що забороняють спрацьовування АЧР.

Додаткові сервісні функції:

- вбудований годинник-календар;
- вимір поточних значень напруги і частоти;
- два (три, залежно від виду виконання) незалежні інтерфейси лінії зв'язку.

Пристрій виконує вимір параметрів вхідних аналогових сигналів :

- лінійної напруги основного каналу (основній секції шин);
- лінійної напруги контрольного каналу (контрольної секції шин);
- частоти основного каналу (лінійної напруги основної секції шин);
- частоти контрольного каналу (лінійної напруги контрольної секції шин);
- струму вводу.

При вимірювання напруги здійснюється цифрова фільтрація вхідних сигналів і їх обробка відносно промислової частоти 50 Гц.

Виміряні значення напруги використовуються для дозволу роботи ступенів АЧР і ЧАПВ, а також для дозволу роботи вимірювальних органів частоти.

Для можливості оперативного керування ступенями і чергами, а також виконання ряду блокувань для їх роботи, пристрій аналізує стан ряду дискретних сигналів.

Пристрій має канали зв'язку для передачі на комп'ютер даних аварійних ситуацій, перегляду і зміни уставок, а також контролю поточних параметрів пристрою.

Застосування в комірках модульної мікропроцесорної архітектури разом зі сучасними технологіями поверхневого монтажу забезпечують високу надійність, велику обчислювальну потужність і швидкодію, а також високу точність виміру електричних величин і тимчасових інтервалів, що дає можливість підвищити чутливість і розширити функції терміналу.

Реалізовані в пристрої алгоритми, а також схеми підключення пристрою розроблені за вимогами до вітчизняних систем РЗА в співпраці з представниками енергосистем і проектних інститутів, що забезпечує сумісність з апаратурою, виконаною на різній елементній базі, а також полегшує впровадження проектувальникам і експлуатаційному персоналу.

1.4 Характеристика споживачів підстанції

Територія підстанції примикає до трансформаторних цехів ЦЕС, будівлі диспетчерського центру районних електромереж, а в одній будівлі, разом із ЗРП підстанції розташовуються служба РЗА.

Підстанція живиться: від енергосистеми по п'яти лініях електропередач, напругою 110 кВ:

- Л-117 (довжина 16,59 км, марка провода АС-150; довжина 6,77 км, марка провода АС-120);
- Л-118 (довжина 10,82 км, марка провода АС-150; довжина 13,06 км, марка проводу АС-120);
- Л-112 (довжина 25,82 км, марка провода АС-150);
- Л-113 (довжина 20,15 км, марка провода АС-150);

- Л-111 (довжина 6,95 км, марка провoda AC-150);

Підстанція має два трансформатори ТРДН-25000/110 з розщепленими обмотками 110/10 кВ потужністю по 25 МВА.

По використанню потужності :

- встановлена потужність: 50 МВА;
- у 2019 році використовувалося: 25,2 МВА;
- у 2020 році використовувалося: 23,3 МВА;

На стороні 10 кВ живляться мережа розподільних підстанцій району.

1.5 Висновки до розділу 1

Отже, кваліфікаційна робота присвячена розробці технічних заходів підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

В даній роботі необхідно провести дослідження поточної роботи підстанції, на основі чого внести ряд пропозицій для реконструкції.

Необхідно виконати:

- заміну силових трансформаторів;
- заміну існуючих масляних вимикачів 110 кВ сучаснішими елегазовими;
- заміну вимикачів 10 кВ на вакуумні, у тому числі заміну комірок КРП;
- заміну вентильних розрядників на нелінійні обмежувачі напруги (ОПН).

Також передбачити заміну вимірювальних трансформаторів, трансформаторів власних потреб та інші зміни.

Слід зазначити, що технічний фонд трансформаторної підстанції спрацьований майже на 50 відсотків, тобто вони прослужили половину середнього нормованого терміну служби. У цих умовах щоб не допустити збільшення аварійних ситуацій у зв'язку зі зношеністю обладнання і збільшення недовідпуску електроенергії споживачеві, потрібно провести реконструкцію основних фондів і заміну найбільш зношеного обладнання.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Дані для реконструкції електричній частині підстанції

Таблиця 2.1 – Дані для реконструкції

1.1	Дані системи	
	Напруга системи	110 кВ
	Характеристика живлячого пункту :	
	дві ЛЕП - 110 кВ	
	Потужність КЗ системи	1278 МВА
	Довжина живлячої ЛЕП	25,82 км
1.2	Дані першого споживача підстанції	
	Номінальна напруга	110 кВ
	Число споживачів	3
	Потужність	35,5 МВт
1.3	Дані другого споживача підстанції	
	Номінальна напруга	10 кВ
	Число споживачів	47
	Потужність	50 МВт

На трансформаторній підстанції встановлено два трансформатори ТРДН-25000/110 з розщепленими обмотками 110/10 кВ потужністю по 25 МВА.

По стороні 10 кВ живляться мережа розподільних підстанцій району.

Підстанція була споруджена в кінці 70-х, на початку 80-х років. Частина обладнання: масляні вимикачі, вентильні розрядники, релейний захист і автоматика – фізично і морально застаріло, а значить вимагає з кожним роком все більшої затрати засобів та часу на ремонт та обслуговування. Збільшується ймовірність позапланових і аварійних відключень обладнання, що веде до погіршення якості електроенергії, до її недовідпуску.

2.2 Розрахунок і побудова добових і річних графіків електричних навантажень підстанції

Дані про навантаження підстанції складені по даних контрольних вимірів струмів і напруги на ПС за літній і зимовий періоди. Додатково, для зимового періоду були проведені уточнюючі виміри.

2.2.1 Побудова графіків навантаження сторони 10 кВ

Дані про навантаження на стороні 10 кВ складені за даними про струми на вводах шин 10 кВ. Ці дані включаються в щомісячні контрольні виміри і містять інформацію про повні струми на введенні 1,2,3 і 4 шин 10 кВ.

Для розрахунку активної і реактивної потужності необхідно задатися коефіцієнтом потужності навантаження :

$$P = S \cdot \cos\varphi \quad (2.1)$$

$$Q = S \cdot \sin\varphi \quad (2.2)$$

Відповідно до характеру навантаження споживачів задамося загальним коефіцієнтом потужності :

$$\cos\varphi = 0,9$$

$$\sin\varphi = \sin(\arccos\varphi) = \sin(25,84) = 0,43$$

Отримані результати зведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Навантаження по стороні 10 кВ

Час, T, год	S, зима МВА	P, зима МВт	Q, зима МВАр	S, літо МВА	P, літо МВт	Q, літо МВАр
1	2	3	4	5	6	7
1	4,11	3,699	1,79	3,98	3,58	1,73
2	5,18	4,662	2,25	5,03	4,53	2,19
3	6,56	5,904	2,85	6,4	5,76	2,79
4	8,02	7,218	3,49	7,99	7,19	3,48
5	9,43	8,487	4,11	9,21	8,29	4,01
6	10,82	9,738	4,71	10,79	9,71	4,7

продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7
7	13,11	11,799	5,71	11,86	10,67	5,17
8	15,04	13,536	6,55	12,84	11,56	5,6
9	15,47	13,923	6,74	13,7	12,33	5,97
10	15,23	13,707	6,63	14,4	12,96	6,28
11	15,01	13,509	6,54	13,7	12,33	5,97
12	15,2	13,68	6,62	13,59	12,23	5,92
13	14,89	13,401	6,49	13,33	12	5,81
14	14,63	13,167	6,37	12,96	11,66	5,65
15	14,2	12,78	6,18	12,74	11,47	5,55
16	13,88	12,492	6,05	12,89	11,6	5,62
17	13,12	11,808	5,71	13,12	11,81	5,72
18	13,96	12,564	6,08	13,7	12,33	5,97
19	14,08	12,672	6,13	13,73	12,36	5,98
20	12,98	11,682	5,65	12,41	11,17	5,41
21	12,39	11,151	5,4	11,86	10,67	5,17
22	11,75	10,575	5,12	11,21	10,09	4,89
23	9,34	8,406	4,07	8,24	7,42	3,59
24	6,2	5,58	2,7	5,41	4,87	2,36

За даними активної і повної потужності з приведеної табл. 2.1 будемо добовий графік навантаження для літнього і зимового періоду.

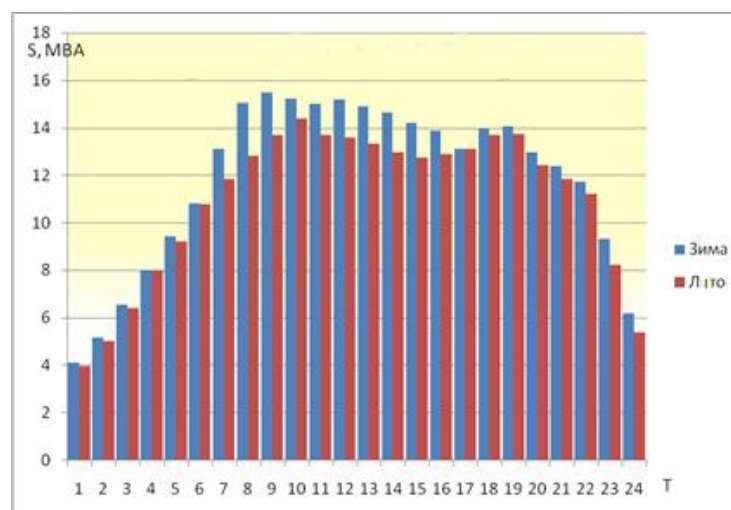


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантаження по повній потужності на зимовий і літній період

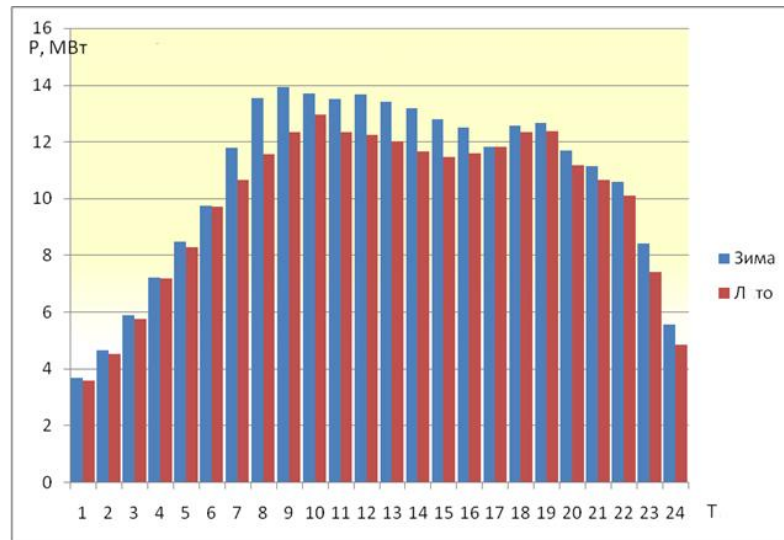


Рисунок 2.2 – Добовий графік навантаження по активній потужності на зимовий і літній період

Річний графік навантаження показує тривалість роботи підстанції з різними навантаженнями на протязі року. Цей графік будується на підставі добових графіків навантажень на літній і зимовий періоди.

Для побудови річного графіку навантаження за тривалістю робимо розрахунок.

$$\Delta T = P_{i3} \cdot n_3 + P_{iЛ} \cdot n_{Л} \quad (2.3)$$

де n_3 , $n_{Л}$ – число зимових і літніх днів в році, 200 і 165 днів відповідно;

P_{i3} , $P_{iЛ}$ – споживання активної потужності на i -тому ступені в зимовий і літній період відповідно;

$$\Delta T = P_{i3} \cdot n_3 + P_{iЛ} \cdot n_{Л}$$

Річне споживання активної енергії :

$$W = \sum_i^n P_i \cdot T_i \quad (2.4)$$

$$W = 90598 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Середнє споживання активної потужності:

$$W_{cp} = \frac{W}{8760} \quad (2.5)$$

$$W_{cp} = \frac{90598}{8760} = 10,34 \text{ МВт}\cdot\text{год}$$

Річне число годин використання активної потужності :

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}} \quad (2.6)$$

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}} = \frac{90598}{13,92} = 6508,477 \text{ год.}$$

Час максимальних втрат :

$$\eta = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (2.7)$$

$$\eta = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6508,477}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 0,6 \cdot 8760 = 5259,4$$

Коефіцієнт заповнення графіку :

$$K_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} \quad (2.8)$$

$$K_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} = \frac{10,3}{13,92} = 0,74$$

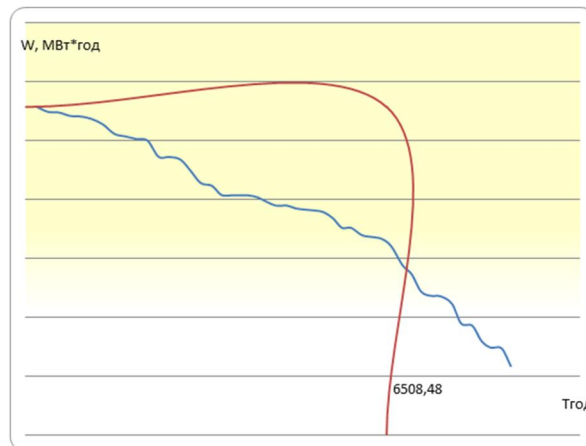


Рисунок 2.3 – Річний графік навантаження по активній потужності на стороні 10 кВ

Техніко-економічні показники річного графіку:

$$W_{II} = 90598 \text{ МВт}\cdot\text{год}; P_{\max} = 13,92 \text{ МВт}; P_{cp} = 10,3 \text{ МВт}; K_{zn} = 0,74;$$

$$T_{\max} = 6508,477 \text{ год.}$$

2.2.2 Побудова графіків навантаження сторони 110 кВ

Дані про навантаження на стороні 110 кВ складені за даними про струми на вводах 110 кВ. Ці дані включаються в щомісячні контрольні виміри і містять інформацію про повні струми на вводах ПЛ-111, ПЛ-112, ПЛ-113, ПЛ-117, ПЛ-118.

Отримані результати зведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Навантаження по стороні 110 кВ

Час, <i>T</i> , год.	<i>S</i> , зима МВА	<i>P</i> , зима МВт	<i>Q</i> , зима МВАр	<i>S</i> , літо МВА	<i>P</i> , літо МВт	<i>Q</i> , літо МВАр
1	83,5	75,15	36,4	62,2	55,98	27,11
2	91,2	82,08	39,75	68,5	61,65	29,86
3	114,5	103,05	49,91	88,6	79,74	38,62
4	137,9	124,11	60,11	110,8	99,72	48,3
5	137,9	124,11	60,11	111,8	100,62	48,73
6	135,9	122,31	59,24	113,9	102,51	49,65
7	133,5	120,15	58,19	107,6	96,84	46,9
8	135,4	121,86	59,02	104,4	93,96	45,51
9	116,5	104,85	50,78	87,5	78,75	38,14
10	111,7	100,53	48,69	78,9	71,01	34,39
11	81,1	72,99	35,35	59,9	53,91	26,11
12	96,5	86,85	42,06	67,5	60,75	29,42
13	96,6	86,94	42,11	69,6	62,64	30,34
14	95,8	86,22	41,76	72,8	65,52	31,73
15	93,3	83,97	40,67	68,5	61,65	29,86
16	112,1	100,89	48,86	82,3	74,07	35,87
17	100,2	90,18	43,68	77	69,3	33,56
18	107,7	96,93	46,95	79,1	71,19	34,48
19	105,2	94,68	45,86	76,8	69,12	33,48
20	90,1	81,09	39,27	66,4	59,76	28,94
21	83,6	75,24	36,44	63,3	56,97	27,59
22	85,6	77,04	37,31	61,2	55,08	26,68
23	88,7	79,83	38,66	59,1	53,19	25,76
24	79,8	71,82	34,78	52,7	47,43	22,97

За даними активної і повної потужності з приведеної табл. 2.2 будемо добовий графік навантаження для літнього і зимового періоду.

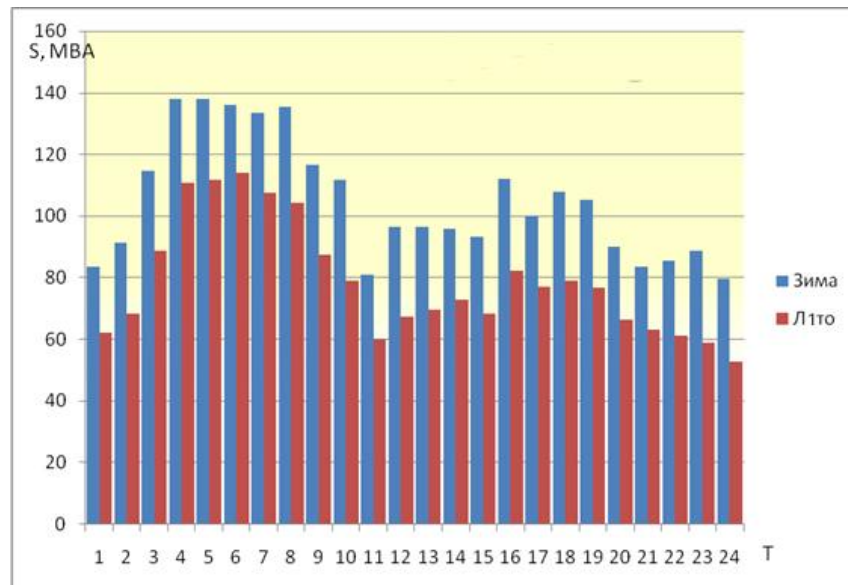


Рисунок 2.4 – Добовий графік навантаження по повній потужності на зимовий і літній період

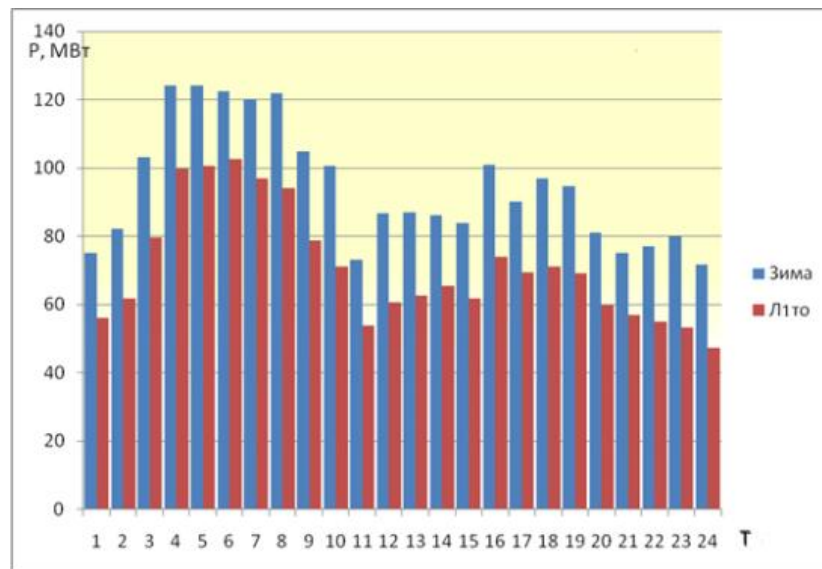


Рисунок 2.5 – Добовий графік навантаження по повній потужності на зимовий і літній період

Розрахунок річного графіку навантаження за тривалістю виконаний аналогічно розрахунку річного графіку по стороні 10 кВ.

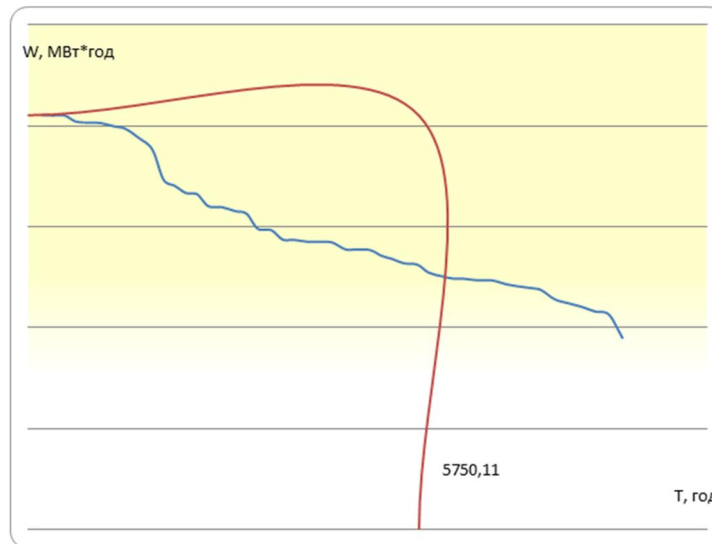


Рисунок 2.6 – Річний графік навантаження по активній потужності на стороні 110 кВ.

Техніко-економічні показники річного графіку :

$$W_{II} = 713646 \text{ МВт} \cdot \text{год}; P_{\text{MAX}} = 124,11 \text{ МВт}; P_{\text{CP}} = 82,6 \text{ МВт}; K_{3II} = 0,67;$$

$$T_{\text{max}} = 5750,1 \text{ год.}$$

2.3 Вибір силових трансформаторів на підстанції

2.3.1 Вибір потужності трансформаторів

Як правило на підстанціях 110 кВ встановлюється два трансформатори, це забезпечує надійність електропостачання споживачів, можливість виводу в ремонт одного з трансформаторів або забезпечити електропостачання споживачів у разі виходу з ладу одного з трансформаторів. Згідно ГОСТу в аварійному режимі допускається робота трансформатора з перевантаженням 40% до шести діб. При цьому коефіцієнт завантаження має бути 0,93 і час перевантаження не більше шести годин на добу.

$$S_{T_{\text{роз.}}} = \frac{S_{\text{MAX}}}{1,4(n-1)} \quad (2.9)$$

де S_{MAX} – максимальна повна потужність споживачів, МВА;

n – число встановлених трансформаторів;

Дійсного значення номінальної потужності трансформаторів $S_{Тном.}$ набуває як найближче більше за стандартною шкалою номінальних потужностей силових трансформаторів.

Вибираємо для встановлення два трансформатори. Два трансформатори забезпечують і достатню надійність електропостачання споживачів на випадок аварійного виходу з ладу або умисного виводу з роботи для цілей ремонту, огляду і так далі одного з трансформаторів.

$$n = 2$$

тоді:

$$S_{Троз} = \frac{S_{MAX}}{1,4 \cdot (n - 1)} = \frac{15,47}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 11,05 \text{ МВА}$$

Найближчим більшим стандартним значенням потужності є 16 МВА, трансформатора ТДН-16000/110.

Паспортні дані вибраного трансформатора :

$$S_{НОМ} = 16 \text{ МВА}; U_{ВН} = 115 \text{ кВ}; U_{НН} = 11 \text{ кВ}; P_{XX} = 18 \text{ кВт}; P_{КЗ} = 85 \text{ кВт}$$

Після визначення номінальної потужності трансформаторів, по аварійному перевантаженню визначається коефіцієнт завантаження трансформатора в максимальному режимі при роботі усіх трансформаторів.

$$K_3 = \frac{S_{MAX}}{n \cdot S_{НОМ}} = \frac{15,47}{2 \cdot 16} = 0,48$$

Остаточно вибираємо для встановлення на підстанції два трансформатори ТДН-16000/110. Паспортні дані вибраного трансформатора приведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Паспортні дані трансформатора

Параметр	Значення
Номінальна потужність, $S_{НОМ}$	16 МВА
Напруга обмотки ВН, $U_{ВН}$	115 кВ
Напруга обмотки НН, $U_{НН}$	11 кВ
Втрати холостого ходу, P_{XX}	18 кВт
Втрати короткого замикання, $P_{КЗ}$	85 кВт
Напруга короткого замикання, $U_{КЗ}$	10,5 %
Пристрої РПН, $\Delta U_{РПН}$	9×1,87 %

2.4 Вибір головної схеми підстанції

Приймається, що на підстанції будуть відкриті розподільні пристрої на напругу 110 кВ, а на напругу 10 кВ закритий розподільний пристрій з КРП.

На високій стороні приймається схема чотирикутника. Ця схема забезпечує необхідну надійність і оптимально підходить для підстанції.

На стороні 10 кВ вибираємо схему з чотирма системами шин. Ця схема дозволяє забезпечити велику надійність електропостачання споживачів, забезпечує можливість проведення ремонтних робіт. Також це пов'язано з тим, що у підстанції є багато різних споживачів 10 кВ (47 фідерів), тому чотири роздільні системи шин прийнятніші.

Спрощена схема головних з'єднань підстанції представлена на рис. 2.7.

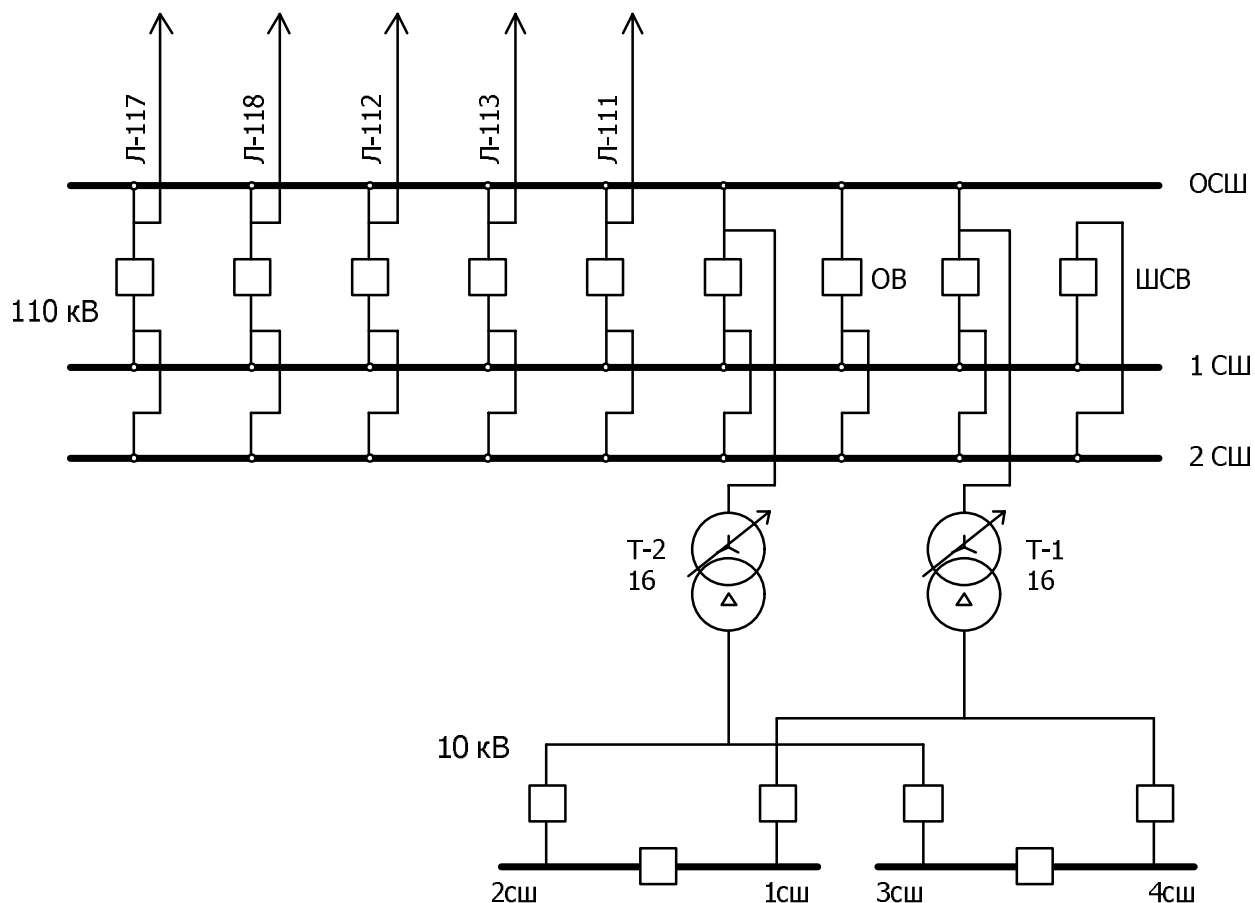


Рисунок 2.7 – Схема електричних з'єднань підстанції

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання

При виборі електроапаратури і обладнання підстанції необхідно визначити вимоги по електродинамічній міцності і термічній дії струму. Ці показники отримаємо при розрахунку струмів к. з. в системі. Вистачить розрахувати струм трифазного к. з.

У розрахунку прийняті наступні допущення:

- не враховуються струми навантаження;
- не враховуються ємності;
- трифазна мережа приймається симетричною, тобто опори фаз приймається точно рівними один одному;
- відсутнє насичення сталі електричних машин (генераторів, електродвигунів, трансформаторів);
- не враховуються струми намагнічення трансформаторів;
- не враховуються активні опори генераторів, трансформаторів і реакторів;
- не враховується зсув по фазі е.р.с. різних джерел живлення, що входять в розрахункову схему;

Схема заміщення підстанції.

Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ складається за розрахунковою схемою мережі. Для цього усі без виключення елементи схеми замінюються відповідними електричними опорами, а для джерел живлення, крім того, вказуються значення ЕРС.

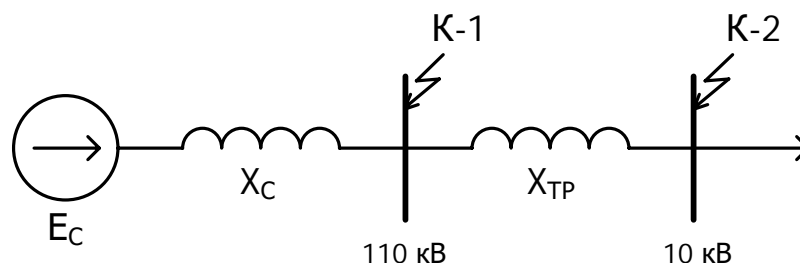


Рисунок 2.8 – Схема заміщення системи електропостачання

Для складання еквівалентної схеми заміщення вибирається основна, базова, ступінь трансформації і усі електричні величини інших ступенів приводяться до напруги основного ступеня.

Вибираємо за базову напругу 110 кВ.

Опори системи

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_{K3}}, \text{ Ом} \quad (2.10)$$

де U_C – напруга на шинах системи;

S_{K3} – потужність КЗ системи;

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_{K3}} = \frac{115^2}{1278} = 10,348 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір трансформатора в середньому положенні РПН по формулі:

$$X_{TP.CP} = \frac{U_{K3,\%} \cdot U_{BH.CP}^2}{100 \cdot S_{TP.HOM}}, \text{ Ом} \quad (2.11.)$$

де $U_{K3,\%}$ – напруга короткого замикання, паспортні дані трансформатора;

$U_{BH.CP}$ – середня напруга, приведена до сторони високої напруги.

$U_{BH.CP} = 115$ кВ;

$S_{TP.HOM}$ – номінальна потужність трансформатора;

$$X_{TP.CP} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,789 \text{ Ом}$$

Далі аналогічно визначаємо значення опору для мінімального і максимального положення РПН.

$$X_{TP.MIH} = \frac{U_{K3,\%} \cdot U_{BH.MIH}^2}{100 \cdot S_{TP.HOM}} = \frac{10,5 \cdot 96,57^2}{100 \cdot 16} = 61,2 \text{ Ом}$$

$$X_{TP.MAKC} = \frac{U_{K3,\%} \cdot U_{BH.MAKC}^2}{100 \cdot S_{TP.HOM}} = \frac{10,5 \cdot 125^2}{100 \cdot 16} = 102,54 \text{ Ом}$$

де $U_{BH.MIH}$, $U_{BH.MAKC}$ – напруга трансформатора при мінімальному і максимальному положенні РПН, відповідно;

$$U_{BH.MIH} = U_{BH.CP} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,57 \text{ кВ} \quad (2.12)$$

$$U_{BH.MAKC} = U_{BH.CP} \cdot (1 + \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,42 \text{ кВ}$$

Проте за вимогами ПУЕ, максимальне значення напруги на лініях 110 кВ не повинно перевищувати 125 кВ. Остаточню приймаємо:

$$U_{BH.MAKC} = 125 \text{ кВ}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ в точці К1

Розрахунок проводиться по формулі:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot X_C} \quad (2.13)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10,348} = 6,416 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ в точці К2

Розраховуємо струми, приведені до високої сторони для мінімального і максимального положення пристрою РПН. Розрахунок аналогічний розрахунку КЗ в точці К1.

$$I_{K2.BH.MIH}^{(3)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{TP.MAKC})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (10,348 + 102,539)} = 0,588 \text{ кА}$$

$$I_{K2.BH.MAKC}^{(3)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{TP.MIH})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (10,348 + 61,209)} = 0,928 \text{ кА}$$

Приводимо струми КЗ до сторони низької напруги.

$$I_{K2.HH}^{(3)} = \frac{I_{K2.BH}^{(3)} \cdot U_{BH}}{U_{HH}} \quad (2.14)$$

$$I_{K2.HH.MIH}^{(3)} = \frac{I_{K2.BH.MIH}^{(3)} \cdot U_{BH.MAKC}}{U_{HH}} = \frac{0,588 \cdot 125}{11} = 6,684 \text{ кА}$$

$$I_{K2.HH.MAKC}^{(3)} = \frac{I_{K2.BH.MAKC}^{(3)} \cdot U_{BH.MIH}}{U_{HH}} = \frac{0,928 \cdot 96,57}{11} = 8,146 \text{ кА}$$

Результати розрахунків струмів трифазних КЗ зведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Струми трифазних КЗ

	К1, кА		К2, кА	
	Мін	Макс	Мін	Макс
ВН	6,416	6,416	0,588	0,928
НН	-	-	6,684	8,146

Розрахунок струмів двофазного КЗ

Розрахунки ведемо по формулі:

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}}{2} \quad (2.15)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K1}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,416}{2} = 5,557 \text{ кА}$$

$$I_{K2.BH.MIH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K2.BH.MIH}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,588}{2} = 0,509 \text{ кА}$$

$$I_{K2.BH.MAKC}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K2.BH.MAKC}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,928}{2} = 0,804 \text{ кА}$$

Приводимо струми двофазних КЗ до сторони низької напруги по формулі 2.14.

$$I_{K2.HH.MIH}^{(2)} = \frac{I_{K2.BH.MIH}^{(2)} \cdot U_{BH.MAKC}}{U_{HH}} = \frac{0,509 \cdot 125}{11} = 5,788 \text{ кА}$$

$$I_{K2.HH.MAKC}^{(2)} = \frac{I_{K2.BH.MAKC}^{(2)} \cdot U_{BH.MIH}}{U_{HH}} = \frac{0,804 \cdot 96,57}{11} = 7,055 \text{ кА}$$

Результати розрахунків струмів двофазних КЗ в точках К1 і К2 зведені в табл. 2.5

Таблиця 2.5 – Струми двофазних КЗ

	К1, кА		К2, кА	
	Мін	Макс	Мін	Макс
ВН	5,557	5,557	0,509	0,804
НН	-	-	5,788	7,055

Розрахунок ударних струмів

Ударний струм КЗ потрібно для вибору електроапаратури по динамічній стійкості.

Визначається по формулі:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)} \quad (2.16)$$

де K_y - ударний коефіцієнт, визначається по формулі (2.17);

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6 \quad (2.17)$$

де T_a – час згасання аперіодичної складової струму КЗ, для 110 кВ $T_a = 0,02$ с., для 10 кВ $T_a = 0,01$ с.;

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 5,557 = 14,577 \text{ кА}$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_{K2.HH.MAKC}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,146 = 18,508 \text{ кА}$$

2.6 Висновки до розділу 2

В ході аналізу графіків електричних навантажень підстанції прийшли до висновку що дані трансформатори працюють в перевантаженому режимі. Тому запропоновано встановити нові силові трансформатори марки ТДН-16000/110 потужністю 16 МВА. Така заміна дозволить підвищити надійність електропостачання а також дозволить дещо зменшити втрати в електричній мережі.

Здійснено розробку схеми головних електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ. Як ми бачимо дана підстанція отримує живлення від 5 повітряних ліній 110 кВ. Далі живлення через два силові трансформатори подається на 4 секції шин 10 кВ. Кожна пара секцій шин розділена секційним вимикачем і живиться від різних трансформаторів що дозволяє при невеликих потужностях використовувати лише один трансформатор і в раз відмови одого трансформатора за допомогою секційного вимикача живитись лише від справного трансформатора.

Пропонується замінити масляні вимикачі 110 кВ на сучасні елегазові марки ВГТ-110П-40/2500 ХЛ1. На стороні 10 кВ пропонується встановити вакуумні вимикачі марки ВВЭ-10-20-1000 ХЛ1. На стороні 110 кВ також пропонується встановити роз'єднувачі марки РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1.

В ході реконструкції пропонується замінити існуючі шино проводи на нові алюмінієві шини прямокутного перерізу 80×6 мм.

Також здійснена заміна вентильних розрядників на нелінійні обмежувачі напруги (ОПН).

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір комутаційної апаратури

Комутаційна апаратура: вимикачі і роз'єднувачі вибирається у відповідності з наступними умовами:

- по напрузі установки $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$;
- по номінальному струму $I_{ФОРС} \leq I_{НОМ}$;
- по електродинамічній стійкості $i_y \leq i_{СКВ}$;
- по відключаючій здатності $I_{Н\tau} \leq I_{Н.ВДКЛ.}$;
- по аперіодичній складовій $I_{А\tau} \leq I_{А.ВДКЛ.}$;
- по термічній стійкості $B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$;

Для роз'єднувачів умова відключення по струму не перевіряється.

Аперіодична складова відключаючого струму обчислюється за формулою:

$$I_{А\tau} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}} \cdot I_{К.ВН} \quad (3.1)$$

де τ – час до розходження контактів вимикача;

Тепловий імпульс квадратичного струму обчислюється за формулою:

$$B_K = I_{Н.Т.}^2 \cdot (t_{ВДКЛ.} + T_a) \quad (3.2)$$

де $t_{ВДКЛ.}$ – час відключення КЗ, складається з:

$$t_{ВДКЛ.} = t_{ЗМ} + t_{ПОВ.} \quad (3.3)$$

де $t_{ПОВ.}$ – повний час відключення вимикача;

3.1.1 Вибір вимикачів 110 кВ

Вибираємо елегазові вимикачі ВГТ-110П-40/2500 ХЛ1.

Елегазові вимикачі мають ряд переваг перед масляними:

- висока заводська готовність, простий і швидкий монтаж і введення в експлуатацію;

- високий комутаційний ресурс, термін служби до першого ремонту 25 років;
- низький рівень шуму при спрацьовуванні (відповідає високим природоохоронним вимогам);
- низькі динамічні навантаження на фундаментні опори;
- повна взаємозамінюваність (по приєднувальних і установочних розмірах) вимикачів ВГТ-110 з маломасляними вимикачами серії ВМТ.

По формулі (3.1) розраховуємо аперіодичну складову:

$$I_{Ar} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{0,055}{0,02}} \cdot 6,416 = 0,58 \text{ кА}$$

По формулах (3.2-3.3) розраховуємо тепловий імпульс.

$$t_{\text{ВІДКЛ.}} = t_{\text{ЗМ}} + t_{\text{ПОВ.}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

$$B_K = I_{\text{Н.Т.}}^2 \cdot (t_{\text{ВІДКЛ.}} + T_a) = 6,416^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 7,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблиця 3.1 – Умови вибору вимикачів 110 кВ

Умова	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{ФОРС}} \leq I_{\text{НОМ}}$	732 А	2500 А
$i_y \leq i_{\text{СКВ}}$	14,577 кА	40 кА
$I_{\text{Н}\tau} \leq I_{\text{Н.ВІДКЛ.}}$	6,416 кА	40 кА
$I_{Ar} \leq I_{\text{А.ВІДКЛ.}}$	0,58 кА	22,672 кА
$B_K \leq I_{\text{Терм}}^2 \cdot t_{\text{Терм}}$	7,2 кА ² ·с	4800 кА ² ·с.
Додаткові дані вимикача		
Повний час відключення		0,055 с.
Тип приводу		пружинний
Маса газу		6,3 кг
Маса вимикача		1665 кг
Ціна (без доставки)		50 тис.грн.

3.1.2 Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Вибираємо роз'єднувачів РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1.

Таблиця 3.2 – Умови вибору роз'єднувачів 110 кВ

Умова	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	110 кВ	110 кВ
$I_{ФОРС} \leq I_{НОМ}$	732 А	1000 А
$i_y \leq i_{СКВ}$	14,577 кА	80 кА
$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$	7,2 кА ² ·с.	$31,5^2 \cdot 4 = 2976,7$ кА ² ·с.
Додаткові дані роз'єднувача		
Тип приводу		ПРН-110У1
Маса роз'єднувача		234 кг
Ціна (без доставки)		1,5 тис.грн.

3.1.3 Вибір вимикачів 10 кВ

Вибір виконується аналогічно вибору вимикачів 110 кВ. Вибираємо вимикач ВВЭ-10-20-1000 ХЛ1 на введеннях і секційних комірках, а також ВВЭ-10-20-630 ХЛ1 на відходящих приєднаннях.

Максимально можливий струм вимикачів і роз'єднувачів :

$$I_{НОМ}^{(10)} = \frac{P_{НОМ}^{(10)}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{13,92}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,803 \text{ кА} \quad (3.4)$$

Максимальний робочий струм секційного вимикача :

$$I_{М.Роб.СВ}^{(10)} = \frac{P_{НОМ}^{(10)}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{13,92}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,402 \text{ кА} \quad (3.5)$$

де n – число силових трансформаторів.

Максимальний робочий струм відходящих приєднань:

$$I_{М.Роб.ОП}^{(10)} = \frac{P_{НОМ}^{(10)}}{m \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{13,92}{47 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 17 \text{ А} \quad (3.6)$$

де m – число відходящих приєднань.

По формулі (3.1) розраховуємо аперіодичну складову:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{0,05}{0,02}} \cdot 7,055 = 0,819 \text{ кА}$$

По формулах (3.2-3.3) розраховуємо тепловий імпульс.

$$t_{ВДКЛ.} = t_{ЗМ} + t_{ПОВ.} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

$$B_K = I_{Н.Т.}^2 \cdot (t_{ВДКЛ.} + T_a) = 8,146^2 \cdot (0,15 + 0,02) = 11,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Умови вибору вимикачів зведені в табл. 3.3, 3.4.

Таблиця 3.3 – Умови вибору вимикачів 10 кВ на введеннях і секційних комірках

Умова	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ФОРС} \leq I_{НОМ}$	803 А	1000 А
$i_Y \leq i_{СКВ}$	18,5 кА	20 кА
$I_{Н\tau} \leq I_{Н.ВДКЛ.}$	5,557 кА	52 кА
$I_{At} \leq I_{А.ВДКЛ.}$	0,819 кА	20 кА
$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$	11,28 кА ² ·с.	1200 кА ² ·с.
Додаткові дані вимикача		
Повний час відключення		0,05 с.
Маса вимикача		38 кг
Ціна (без доставки)		36,8 тис.грн.

Таблиця 3.4 – Умови вибору вимикачів 10 кВ на відходящих приєднаннях

Умова	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ФОРС} \leq I_{НОМ}$	17 А	630 А
$i_Y \leq i_{СКВ}$	18,5 кА	20 кА
$I_{Н\tau} \leq I_{Н.ВДКЛ.}$	5,557 кА	52 кА
$I_{At} \leq I_{А.ВДКЛ.}$	0,819 кА	20 кА
$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$	11,28 кА ² ·с.	1200 кА ² ·с.
Додаткові дані вимикача		
Повний час відключення		0,05 с.
Маса вимикача		38 кг
Ціна (без доставки)		36,7 тис.грн.

3.2 Вибір ошиновки

3.2.1 Вибір ошиновки на стороні високої напруги

Збірні шини і ошиновка на стороні 110 кВ виконується гнучким проводами марки АС.

Вибір перерізу виконується по економічній щільності струму по формулі (3.7).

$$q_E = \frac{I_{PO3.}}{J_{EK.}} \quad (3.7)$$

де J_{EK} – нормоване значення економічної щільності струму, згідно ПУЕ, для неізолюваних алюмінієвих проводів і шин при річному числі годин використання максимуму навантаження $J_{EK} = 1$, А/мм².

$I_{PO3.}$ – максимальний струм на стороні 110 кВ.

$$I_{PO3.} = \frac{S_{МАКС} + S_{ТРАНС}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{15,47 + 137,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,412 \text{ кА} \quad (3.8)$$

$$q_E = \frac{I_{PO3.}}{J_{EK.}} = \frac{0,412}{1} = 412 \text{ мм}^2$$

Вибираємо провід АС-450/56, допустимий тривалий струм $I_{ДОП} = 860$ А, радіус проводу $r_0 = 14,4$ мм. Відстань між фазами вибираємо 300 см

Згідно ПУЕ вибрані провідники мають бути перевірені за умовами корони.

Умова утворення корони :

$$1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0 \quad (3.9)$$

де E – напруженість електричного поля поблизу поверхні нерозчепленого проводу, кВ/см;

E_0 – максимальне значення початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см;

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,44}} \right) = 31,037 \text{ кВ/см} \quad (3.10)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{1,44 \cdot \lg \frac{378}{1,44}} = 11,178 \text{ кВ/см} \quad (3.11)$$

де $m = 0,82$ – коефіцієнт шорсткості поверхні проводу;

r_0 – радіус проводу, см;

D_{cp} – середнє геометричне відстань між проводами фаз, см;

$$D_{cp} = 1,28 \cdot D \text{ см} \quad (3.12)$$

де D – відстань між сусідніми фазами, см.

По формулі (3.9) перевіряємо провід по умові корони :

$$1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0 = 1,07 \cdot 11,178 < 0,9 \cdot 31,037 = 11,961 < 27,933$$

Умова виконується, отже проводи не будуть коронувати.

Остаточно вибираємо для шин 110 кВ проводи марки АС-450/56.

3.2.2 Вибір ошиновки на стороні низької напруги

Вибір ошиновки на стороні 10 кВ виконується, як і вибір ошиновки на стороні 110 кВ, по економічній щільності струму.

Тривалий струм нормального режиму обчислюється за формулою (3.8):

$$I_{HP} = \frac{S_{МАКС}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{15,47}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,447 \text{ кА}$$

Тривалий струм форсованого режиму :

$$I_{ФР} = 2 \cdot I_{HP} = 0,893 \text{ кА}$$

По формулі (3.7) розраховуємо економічну щільність струму :

$$q_E = \frac{I_{РОЗ.}}{J_{ЕК.}} = \frac{0,447}{1} = 447 \text{ мм}^2$$

Вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 80×6 мм, розташовані горизонтально, допустимий струм $I_{ДОП} = 1150$ А. Відстань між осями сусідніх фаз 0,3 м.

Умова перевірки по нагріву в тривалому режимі:

$$I_{ДОП} > I_{ФР} = 1150 > 893 \quad (3.13)$$

Умова виконується, тобто шини проходять по нагріву в тривалому режимі.

Умова перевірки по термічній стійкості:

$$q_{\text{МН}} < S_{\text{ШИН}} \quad (3.14)$$

де $q_{\text{МН}}$ – мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\text{МН}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (3.15)$$

де B_K – тепловий імпульс квадратичного струму, $B_K = 11,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;

C – коефіцієнт, що враховує матеріал провідника, (алюмінію $C = 91$);

$$q_{\text{МН}} = \frac{\sqrt{11,28}}{91} = 369 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{МН}} < S_{\text{ШИН}} = 369 < 480$$

Умова (3.14) виконується, тобто вибрані шини проходять по термічній стійкості.

Перевірка шин по електродинамічній міцності виконується по умові:

$$\sigma_{\text{РОЗ}} \leq \sigma_{\text{ДОП}} \quad (3.16)$$

Оскільки максимальні електродинамічні зусилля виникають при максимальному струмі, а максимальні струми виникають при трифазних КЗ, в розрахунку необхідно використати ударний струм трифазного КЗ $i_{\text{V.K2}} = 18,508 \text{ кА}$.

Механічне зусилля при протіканні по шинах струму трифазного КЗ :

$$F_{\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{\text{V}}^2}{a}, \text{ Н/м} \quad (3.17)$$

де a - відстань між осями сусідніх фаз, $a = 0,3 \text{ м}$;

$$F_{\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 18508^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 197,77 \text{ Н/м}$$

Напруження в матеріалі шин при взаємодії фаз :

$$\sigma_{\text{РОЗ.}} = \frac{F_{\phi} \cdot l^2}{10 \cdot W}, \text{ МПа} \quad (3.18)$$

де l – відстань між опорними ізоляторами, $l = 1,3 \text{ м}$;

W – момент опору шин;

Момент опору для триполюсних шин прямокутного перерізу :

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \text{ см}^2 \quad (3.19)$$

де b – ширина шини, $b = 80$ мм;

h – висота шини, $h = 6$ мм;

Момент опору по формулі (3.9) :

$$W = \frac{0,8 \cdot 6^2}{6} = 4,8, \text{ см}^2$$

Напруження в матеріалі шин по формулі (3.18) :

$$\sigma_{\text{роз.}} = \frac{197,77 \cdot 1,3^2}{10 \cdot 4,8} = 6,96, \text{ МПа}$$

Для алюмінієвих шин, допустима нормована напруженість $\sigma_{\text{доп}} = 82,3$ МПа.

$$\sigma_{\text{роз.}} \leq \sigma_{\text{доп}} = 6,96 < 82,3 \text{ МПа}$$

Умова (3.16) виконується, тобто вибрані шини проходять по електродинамічній міцності.

Остаточно вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 80×6 мм.

3.3 Вибір опорних і прохідних ізоляторів 10 кВ

Заздалегідь вибираємо в якості опорних ізолятори С4-80 УХЛ. Паспортні дані ізолятора приведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Паспортні дані ізолятора С4-80 УХЛ

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Випробувальна напруга грозового імпульсу	80 кВ
Мінімальна руйнівна сила на вигин	4 кН

Умова перевірки по механічній міцності:

$$P_{\text{роз.}} < 0,6 \cdot P_{\text{вип.}} \quad (3.20)$$

Максимальна сила, діюча на згин :

$$P_{PO3.} = \frac{1,76 \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8}}{a} \quad (3.21)$$

де i_y – ударний струм КЗ, $i_y = 18508$ А;

a – відстань між осями сусідніх фаз, $a = 0,3$ м;

$$P_{PO3.} = \frac{1,76 \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8}}{a} = \frac{1,76 \cdot 18508^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8}}{30} = 0,201 \text{ кН}$$

Перевіряємо умову (3.20) :

$$P_{PO3.} < 0,6 \cdot P_{BIP.} = 0,201 < 0,6 \cdot 4 = 0,201 < 2,4$$

Умова виконується, вибраний ізолятор проходить по механічній міцності.

Остаточно вибираємо опорні ізолятори серії С4-80 УХЛ.

Заздалегідь вибираємо прохідні ізолятори марки ИП-10/630-750-І ХЛ.

Паспортні дані ізолятора приведені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Паспортні дані ізолятора ИП-10/630-750 - І ХЛ

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Номінальний струм	630 А
Мінімальне зусилля на вигин	750 Н
Довга	450 мм
Маса	6 кг

Перевіряємо умови:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} = 10 \leq 10$$

$$I_{УСТ} \leq I_{НОМ} = 447 \leq 630$$

Обидві умови виконуються, остаточно вибираємо прохідні ізолятори серії ИП-10/630-750 - І ХЛ.

3.4 Обмежувачів перенапруги (ОПН)

Вибір ОПН зведений в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Вибір ОПН

Параметр		Значення
1		2
ОПН-110 ХЛ1		
Номінальна напруга		110 кВ
Напруга на обмежувачі на протязі	20 хв.	88 кВ
	20 с.	95 кВ
	3,5 с.	100 кВ
	1 с.	105 кВ
	0,15 с.	112 кВ
Залишкова напруга при імпульсному струмі тривалістю 8 мкс	3000 А	230 кВ
	5000 А	250 кВ
	10000 А	280 кВ
Маса		115 кг
ОПН-10 ХЛ1		
Номінальна напруга		10 кВ
Залишкова напруга при імпульсному струмі тривалістю 8 мкс	300 А	28 кВ
	1000 А	33 кВ
	5000 А	35 кВ
Маса		3 кг

3.5 Вибір КРП - 10 кВ

Вибираємо КРП серії К-104М з вакуумними вимикачами типу ВВЭ-10/20-630 і трансформаторами струму типу ТЛМ-10.

3.6 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються по номінальній напрузі, струму первинного кола, і перевіряються по вторинному навантаженню у відповідному класі точності, термічній і електродинамічній стійкості.

3.6.1 Вибір трансформаторів струму на стороні 110 кВ

Вибираємо заздалегідь трансформатори типу ТФЗМ-110Б1 ХЛ1 600/5 в класі точності 0,5. Паспортні дані трансформатора приведені в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Дані трансформатора струму ТФЗМ-110Б1 ХЛ1 600/5

Параметр	Значення
Номинальна напруга	110 кВ
Найбільша робоча напруга	126 кВ
Коефіцієнт трансформації,	600/5
Струм електродинамічної стійкості	63-126 кА
Допустимий тепловий імпульс	1200 кА ² ·с.
Клас точності	0,5

Умови вибору трансформаторів зведені в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Умови вибору трансформаторів струму 110 кВ

Умова	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$	110 кВ	110 кВ
$I_{НР} \leq I_{НОМ}$	447 А	600 А
$i_V \leq i_{СКВ}$	18,5 кА	20 кА
$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$	11,28 кА ² ·с.	1200 кА ² ·с.
$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$	0,67 Ом	1 Ом

де Z_2 – розрахунковий опір вторинного кола, Ом;

$Z_{2НОМ}$ – номінальний допустимий опір вторинного кола трансформатора струму у вибраному класі точності, Ом;

Перелік приладів підключених до вторинної обмотки цього трансформатора струму зведений в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Навантаження трансформаторів струму

Прилад	Потужність
Ватметр Ц301/1	0,5 ВА
Лічильник активної енергії ЦЭ-6805В	0,2 ВА
Лічильник реактивної енергії ЦЭ-6811	0,3 ВА
Разом,	1 ВА

Сумарний опір приладів, підключених до вторинної обмотки трансформаторів струму :

$$r_{ПРИЛ.} = \frac{S_{ПРИЛ.}}{I_{2Н}^2} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом} \quad (3.22)$$

Опір сполучних проводів :

$$r_{\text{ПРОВ.}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИЛ.}} - r_K = 1 - 0,04 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом} \quad (3.23)$$

де r_K – перехідний опір контактів, при кількості приладів до 3 приймається рівним 0,05 Ом, при більшій кількості приладів приймається $r_K = 0,1$ Ом.

В якості матеріалу сполучних проводів вибираємо алюміній. Тоді переріз проводів визначається:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{0,86} = 2,47 \text{ мм}^2 \quad (3.24)$$

де $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м – питомий опір алюмінію;

$l_{\text{РОЗ}} = 75$ м – довжина кабелю від трансформаторів струму до ЗПК, згідно генплану;

Проте згідно ПУЕ по механічній міцності мінімальний переріз алюмінієвого проводу становить 4 мм². Остаточо вибираємо контрольний кабель АКРВГ перерізом $S_{\text{СТАН}} = 4$ мм².

Перевірка опору контрольного кабелю при вибраному стандартному перерізі:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{РОЗ}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом} \quad (3.25)$$

Сумарний опір навантаження трансформаторів :

$$Z_2 = r_{\text{ПРИЛ}} + r_{\text{ПРОВ}} + r_K = 0,04 + 0,53 + 0,1 = 0,67 \text{ Ом} \quad (3.26)$$

Остаточо вибираємо трансформатор струму типу ТФЗМ-110Б1 ХЛ1 600/5, класу точності 0,5.

3.6.2 Вибір трансформаторів струму на стороні 10 кВ

Вибір трансформаторів струму на стороні 10 кВ виконується аналогічно вибору трансформаторів струму на стороні 110 кВ.

Вибираємо заздалегідь трансформатори типу ТЛМ-10-2У3 1500/5 в класі точності 0,5. Паспортні дані трансформатора приведені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Дані трансформатора струму ТЛМ-10-2УЗ 1500/5

Параметр	Значення
Номинальна напруга	10 кВ
Найбільша робоча напруга	12 кВ
Коефіцієнт трансформації	1000/5
Струм електродинамічної стійкості	100 кА
Допустимий тепловий імпульс	2028 кА ² ·с.
Клас точності	0,5

Умови вибору трансформаторів зведені в табл. 3.12.

Таблиця 3.12 – Умови вибору трансформаторів струму 110 кВ

Умова	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	10 кВ	10 кВ
$I_{НР} \leq I_{НОМ}$	803 А	1000 А
$i_v \leq i_{СКВ}$	18,5 кА	20 кА
$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$	11,28 кА ² ·с.	1200 кА ² ·с.
$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$	0,447 Ом	1 Ом

Перелік приладів підключених до вторинної обмотки цього трансформатора струму зведений в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Навантаження трансформаторів струму

Прилад	Потужність
Амперметр 3А-0702	2 ВА
Лічильник активної енергії ЦЭ-6805В	0,2 ВА
Лічильник реактивної енергії ЦЭ-6811	0,3 ВА
Разом	2,5 ВА

Вибираємо розрахунковий переріз сполучного кабелю по формулах (3.22-3.24) :

$$r_{ПРИЛ} = \frac{S_{ПРИЛ}}{I_{2Н}^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$r_{ПРОВ} = Z_{2НОМ} - r_{ПРИК} - r_K = 1 - 0,1 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом}$$

В якості матеріалу сполучних проводів вибираємо алюміній.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{РОЗ}}{r_{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 35}{0,8} = 1,24 \text{ мм}^2$$

де $l_{PO3} = 35$ м – довжина кабелю від трансформаторів струму до ЗПК, згідно генплану.

За умовами механічної міцності вибираємо переріз алюмінієвого проводу 4 мм^2 . Остаточо вибираємо контрольний кабель КВВГ 4 перерізом $S_{СТАН} = 4 \text{ мм}^2$.

Далі перевіряємо вибраний стандартний переріз по формулах (3.25-3.26) :

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l_{PO3}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 35}{4} = 0,247 \text{ Ом}$$

Сумарний опір навантаження трансформаторів :

$$Z_2 = r_{ПРИЛ} + r_{ПРОВ} + r_K = 0,1 + 0,247 + 0,1 = 0,447 \text{ Ом}$$

Вибираємо остаточно трансформатори струму типу ТЛМ-10-2У3 1500/5.

Аналогічно попереднім розрахункам вибираємо трансформатори струму для відходящих кабельних ліній. Результати розрахунку зведені в табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Трансформатори струму відходящих КЛ

Приєднання	Тип трансформатора
Введення 10 кВ (№1-4)	ТЛМ-10 2 800/5
Секційний вимикач	ТЛМ-10 2 800/5
Відходящі лінії 10 кВ (№35)	ТВЛ-10 100/5
Відходящі лінії 10 кВ (№62)	ТВЛ-10 1000/5
Відходящі лінії 10 кВ (№33)	ТВЛ-10 14/5
Відходящі лінії 10 кВ (№1,15,50)	ТВЛ-10 150/5
Відходящі лінії 10 кВ (№12,24,29,30,2,45)	ТВЛ-10 1500/5
Відходящі лінії 10 кВ (№7,9,11,34,42,52,54,56,48,51)	ТВЛ-10 200/5
Відходящі лінії 10 кВ (№3,5,6,8,13,16,17,18,19,20,23,36,38,40,46, 58,37,39,41,43,47,49,53,55,60)	ТВЛ-10 300/5
Відходящі лінії 10 кВ (№10,21)	ТВЛ-10 400/5
Відходящі лінії 10 кВ (№25,1а)	ТВЛ-10 600/5

3.7 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибираються по номінальній нарузі первинного кола, класу точності і схемі з'єднання обмотки. Вони встановлюються на кожній секції збірних шин.

Умова вибору трансформатора напруги :

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ} \quad (3.27)$$

де $S_{2\Sigma}$ – навантаження усіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність у вибраному класі потужності;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{ПРИЛ}^2 + Q_{ПРИЛ}^2} \quad (3.28)$$

У трансформатора напруги на вторинній стороні одна обмотка з'єднується в зірку, на яку приєднуються усі вимірювальні прилади, а інша – в розімкнений трикутник, на який приєднується реле захисту від замикань на землю.

3.7.1 Вибір трансформаторів напруги на стороні 110 кВ

Потрібно два трансформатори напруги, по одному на кожен секцію шин 110 кВ. Прилади, підключені до вторинних обмоткам трансформатора напруги перераховані в табл. 3.15

Таблиця 3.15 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Найменування	Потужність	Число приладів
Вольтметр Э-355	4 Вт	1
Ватметр Д-355	3 Вт	2
Ватметр Д-355	3 Вт	2
Разом, сумарна потужність		16 Вт

По формулі (3.28) знаходимо :

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{16^2} = 16 \text{ ВА}$$

Вибираємо для напруги 110 кВ трансформатор напруги типу НКФ-110-83 ХЛ1 в класі точності 0,5.

Таблиця 3.16 – Дані трансформатора напруги НКФ-110-83ХЛ1

Умова	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$	110 кВ	110 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}$	16 ВА	400 ВА
Клас точності	0,5	0,5

3.7.2 Вибір трансформаторів напруги на стороні 10 кВ

Для підстанції вибрано чотири секції шин 10 кВ, на кожну секцію вимагається встановлювати окремий трансформатор напруги, тому усього потрібно чотири трансформатори напруги 10 кВ. Прилади, підключені до вторинних обмоткам трансформатора перераховані в табл. 3.17

Таблиця 3.17 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Найменування	К-ть	Потужність
Вольтметр показовий Э-335		2 ВА
Вольтметр реєструвальний Н-344		10 ВА
Частотомір Э-372		3 ВА
Ватметр Ц-301/1		6 ВА
Варметр Ц-301/1		6 ВА
Лічильник активної енергії ЦЭ-6805В	11 шт.	1 ВА
Лічильник реактивної енергії ЦЭ-6811	11 шт.	2 ВА
Разом, сумарна потужність		60 ВА

Вибираємо для напруги 10 кВ трансформатор напруги типу НАМИ-10 ХЛ1 в класі точності 0,5. Паспортні дані трансформатора представлені в табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Дані трансформатора напруги НТМИ-10/66 ХЛ1

Умова	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$	60 ВА	120 ВА
Клас точності	0,5	0,5

3.8 Проектування системи власних потреб підстанції

3.8.1 Вибір ТВП

Виберемо схему живлення ВП з установкою двох ТВП на секціях шин різних силових трансформаторів.

Вибір потужності ТВП ведеться на підставі сумарної потужності електроприймачів власних потреб з урахуванням коефіцієнта попиту.

Повна потужність електроприймачів ВП :

$$S_{СПОЖ} = K_{II} \cdot \sqrt{P_{СУМ}^2 + Q_{СУМ}^2}, \text{ кВА} \quad (3.29)$$

де $K_{II} = 0,8$ – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності і завантаження;

$P_{СУМ}$, $Q_{СУМ}$ – сумарна відповідно активна і реактивна потужності електроприймачів;

Навантаження трансформаторів власних потреб підстанції перераховане в табл. 3.19

Таблиця 3.19 – Навантаження ТВП

№	Найменування	К-ть	Потужність	
			P , кВт	Q , кВт
1	Охолодження силових трансформаторів	2	3	3,72
2	Освітлення ВРП 110 кВ	-	5	-
3	Освітлення, опалювання, вентиляція КРП	-	10	-
4	Підігрівання приводів вимикачів 110 кВ	2	5	-
5	Освітлення ЗРП	-	1,1	-
6	Обігрів ЗРП	16	0,6	-
7	Апарат підзаряду акумуляторів	2	23	-
8	Апаратура телемеханіки і зв'язку	-	1	-
9	Господарські потреби	-	40	-
Разом			141,7	3,72

Повна потужність електроприймачів трансформаторів власних потреб визначається по формулі (3.29) :

$$S_{СПОЖ} = K_{II} \cdot \sqrt{P_{СУМ}^2 + Q_{СУМ}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{141,7^2 + 3,72^2} = 113,4 \text{ кВА}$$

При установці на підстанції двох ТВП умова перевірки :

$$S_{ТВП} \geq \frac{S_{СПОЖ}}{K_{ПЕР}} \quad (3.30)$$

де $K_{ПЕР} = 1,4$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження;

Вибираємо до встановлення два трансформатори ТВП типу ТМ-100/10.

$$S_{ТВП} \geq \frac{S_{СПОЖ}}{K_{ПЕР}} = 100 \geq \frac{113,4}{1,4} = 100 \geq 58,15$$

Умова виконується, трансформатор підходить.

3.8.2 Вибір кабелів що живлять щитки ВП від ТВП

Робочий максимальний струм кабелю визначається по формулі:

$$I_{P.МАКС} = \frac{S_{МАКС}}{\sqrt{3} \cdot U}, \text{ А} \quad (3.31)$$

де $S_{МАКС} = S_{СПОЖ}$ – повна потужність навантаження;

$$I_{P.МАКС} = \frac{S_{МАКС}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{113,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 163,68 \text{ А}$$

Вибираємо кабель марки АВВГ, перерізом 185 мм², тривало-допустимим струмом $I_{ДОП} = 270 \text{ А}$.

По умові перевірки кабелю :

$$I_{P.МАКС} \leq I_{ДОП} = 163,8 < 270 \quad (3.32)$$

Умова перевірки виконується, кабель підходить.

3.8.3 Вибір кабелів що живлять електроприймачі ТВП

Вибір перерізу кабелів, що живлять електроприймачі власних потреб наводиться в табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Перерізи кабелю електроприймачів ТВП

№	Найменування	$S_{ПРИЛ}$, кВА	$I_{P.МАКС}$, А	F , мм ²	$I_{ДОП}$, А
1	Охолодження силових трансформаторів	9,55	13,78	4	24
2	Освітлення ВРП 110 кВ	5	7,217	4	24
3	Освітлення, опалювання, вентиляція КРП	10	14,43	4	24
4	Підігрівання приводів вимикачів 110 кВ	10	14,43	4	24
5	Освітлення ЗРП	1,1	1,59	4	24
6	Обігрів ЗРП	9,6	13,85	4	24
7	Апарат підзаряду акумуляторів	46	66,39	25	105
8	Апаратура телемеханіки і зв'язку	1	1,44	4	24
9	Господарські потреби	40	57,73	25	105

3.8.4 Розрахунок струмів короткого замикання системи ВП

Струм трифазного короткого замикання визначається по формулі:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (Z_T + Z_K^{ТВП})}, \text{ А} \quad (3.33)$$

де Z_T – повний розрахунковий опір трансформатора власних потреб:

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}, \text{ Ом} \quad (3.34)$$

де $Z_K^{ТВП}$ – повний опір кабелю, що живить панель власних потреб:

$$Z_K^{ТВП} = Z_{ВД} \cdot L, \text{ Ом} \quad (3.35)$$

де $Z_{ПИТ}$ – питомий опір кабелю:

$$Z_{ПИТ} = \sqrt{R_{ПИТ}^2 + X_{ПИТ}^2}, \text{ Ом/км} \quad (3.36)$$

Струм однофазного, короткого замикання визначається по формулі:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (Z_T + Z_{\phi-0})}, \text{ А} \quad (3.37)$$

де Z_T – опір трансформатора струму однофазного, короткого замикання;

$Z_{\phi-0}$ – опір кола фаза-нуль сполучних проводів;

$$Z_{\phi-0} = Z_{\phi-0.Пит} \cdot L, \text{ Ом} \quad (3.38)$$

Дані по вибраному трансформатору представлені в табл. 3.20, а по вибраному кабелю, що сполучає щитки ВП від ТВП в табл. 3.22.

Таблиця 3.21 – Дані трансформатора ТМ-100/10

Параметр	Значення
Активний опір R_T , Ом	0,0169
Реактивний опір X_T , Ом	0,0524

Таблиця 3.22 – Дані кабелю АВВГ-185

Параметр	Значення
Активний опір R_K , Ом/км	0,208
Реактивний опір X_K , Ом/км	0,056
Питомий опір петлі фаза-нуль $Z_{\phi-0.Пит}$, Ом/км	0,922
Довжина L , м	50

Розрахунок струмів КЗ в системі ВП виконується по формулах (3.33-3.38).

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2} = \sqrt{0,0169^2 + 0,0524^2} = 0,055 \text{ Ом}$$

$$Z_{ПИТ} = \sqrt{R_{ПИТ}^2 + X_{ПИТ}^2} = \sqrt{0,208^2 + 0,056^2} = 0,215 \text{ Ом/км}$$

$$Z_{\phi-0} = Z_{\phi-0.Пум} \cdot L = 0,922 \cdot 0,05 = 0,0461 \text{ Ом}$$

$$Z_K^{ТВП} = Z_{ПШТ} \cdot L = 0,215 \cdot 50 = 0,011, \text{ Ом}$$

$$I_K^{(3)} = \frac{U_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (Z_T + Z_K^{ТЧН})} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,055 + 0,011)} = 3499 \text{ А}$$

Струми КЗ на електроприймачах трансформаторів власних потреб знаходяться аналогічно. Результати цього розрахунку приведені в табл. 3.23.

Таблиця 3.23 – Результати розрахунків струмів КЗ на приєднаннях ТВП

№	Найменування	L, м	$Z_{\phi-0.Пум}$ Ом/км	$Z_{\phi-0}$, Ом	$I_K^{(1)}$, А
1	Охолодження силових трансформаторів	20	28,8	0,576	365,9
2	Освітлення ВРП 110 кВ	160	28,8	4,608	49,53
3	Освітлення, опалювання, вентиляція КРП	30	28,8	0,864	251,3
4	Підігрівання приводів вимикачів 110 кВ	20	28,8	0,576	365,9
5	Освітлення ЗРП	20	28,8	0,576	365,9
6	Обігрів ЗРП	30	28,8	0,864	251,3
7	Апарат підзаряду акумуляторів	20	6,3	0,126	1275,9
8	Апаратура телемеханіки і зв'язку	15	28,8	0,432	474,21
9	Господарські потреби	25	6,3	0,158	1086,8

3.8.5 Вибір запобіжників для ТВП

Як правило, для захисту трансформаторів власних потреб встановлюються по низькій стороні автоматичні вимикачі, а на високій стороні встановлюються плавкі запобіжники.

Вибір запобіжників виконується у відповідності наступним умовам:

- по напрузі установки $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$;
- по номінальному струму $I_{РОЗ} < I_{НОМ}$;

де $I_{РОЗ}$ – розрахунковий струм на стороні 10 кВ, визначається по формулі (3.31) для напруги 10,5 кВ:

$$I_{P.МАКС} = \frac{S_{МАКС}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{113,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,235 \text{ А}$$

Вибираємо для захисту ТВП запобіжники типу ПКТ-101-10/20/31 5У3. Дані для цього типу запобіжників представлені в табл. 3.24.

Таблиця 3.24 – Дані запобіжника ПКТ-101-10/20/31

Параметр	Значення
Номинальна напруга $U_{НОМ}$, кВ	10
Номинальний струм $I_{НОМ}$, А	20
Струм відключення $I_{ВІДКЛ}$, А	31,5

Цей запобіжник задовольняє умовам вибору.

3.8.6 Вибір автоматичних вимикачів на ввідних панелях

Умовою вибору автоматичного вимикача на ввідних панелях служить відповідність номінального струму розчеплювача сумарному струму усіх електроприймачів ВП :

$$I_{РОЗ} > I_{СПОЖ} \quad (3.39)$$

Струм відсічкя визначається по формулі:

$$I_{ВІДС.} \geq 1,2 \cdot I_{П} \quad (3.40)$$

де $I_{П}$ – сумарний пусковий струм усіх електроприймачів ВП.

$$I_{П} = I_{П.Макс} + I_{СПОЖ} - K_B \cdot I_{Н.Макс}, \text{ А} \quad (3.41)$$

де $I_{П.Макс}$ – пусковий струм найпотужнішого рухового навантаження – двигунів охолодження силових трансформаторів;

$I_{Н.Макс}$ – номінальний струм найпотужнішого рухового навантаження – двигунів охолодження силових трансформаторів;

K_B – коефіцієнт використання максимального навантаження, приймається рівним 0,85;

$$I_{СПОЖ} = \sum_i I_{СПОЖ.i} = 176,43 \text{ А}$$

Пусковий струм найпотужнішого рухового навантаження – двигунів охолодження силових трансформаторів :

$$I_{П.Макс} = \frac{P_{МАКС}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi \cdot \eta}, \text{ А} \quad (3.42)$$

де $\cos\varphi$ – пусковий струм найпотужнішого рухового навантаження – двигунів охолодження силових трансформаторів;

$$I_{П.Макс} = \frac{P_{МАКС}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,77 \cdot 0,8} = 14,06 \text{ А}$$

Пусковий струм усіх електроприймачів, по формулі (3.41) :

$$I_{П} = I_{П.Макс} + I_{СПОЖ} - K_B \cdot I_{Н.Макс} = 14,06 + 176,43 - 0,85 \cdot 13,78 = 178,77 \text{ А}$$

Вибираємо автоматичний вимикач типу ВА 88-35, $I_{РОЗ} = 200 \text{ А}$,
 $I_{ВДС} = 2000 \text{ А}$.

3.8.7 Вибір автоматичних вимикачів на відходящих електроприймачах ВП

Вибір автоматичних вимикачів на відходящі електроприймачі власних потреб виконується аналогічно попередньому розрахунку. Додатково вибір автоматів робиться по коефіцієнту чутливості :

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{Н.Макс}} \quad (3.43)$$

Коефіцієнт чутливості має бути більший або рівний 3.

Вибираємо автоматичні вимикачі серії ВА 88-32.

Таблиця 3.25 – Вибір автоматів електроприймачів ВП

№	Каталожні дані			Розрахункові дані			
	$I_{НР}, \text{ А}$	$I_{РОЗ}, \text{ А}$	$I_{ВДС}, \text{ А}$	$I_{Н.Макс}, \text{ А}$	$I_K^{(3)}, \text{ А}$	$I_K^{(1)}, \text{ А}$	$K_{\text{ч}}$
1	20	500	25	13,78	3499	365,9	18,29
2	16	500	20	7,217	3499	49,53	3,1
3	20	500	25	14,43	3499	251,3	12,56
4	20	500	25	14,43	3499	365,9	18,29
5	16	500	20	1,59	3499	365,9	22,87
6	20	500	25	13,85	3499	251,3	12,56
7	100	500	160	66,39	3499	1275,9	12,76
8	16	500	20	1,44	3499	474,21	29,63
9	100	500	160	57,73	3499	1086,8	10,86

Згідно ПУЕ, для цілей ремонту або демонтажу автоматичного вимикача має бути передбачена можливість зняття напруги з кожного вимикача. Для цієї мети в необхідних місцях мають бути встановлені рубильники або інші відключаючі апарати.

3.9 Розрахунок захисного заземлення

Згідно ПУЕ допустимий опір заземлюючого пристрою приймається:

$$R_3 = 10 \text{ Ом}$$

Питомий опір ґрунту :

$$\rho_{ГР} = 200 \text{ Ом/м}$$

Розрахуємо заземлюючий контур трансформаторної підстанції.

Фактичний питомий опір ґрунту :

$$\rho = 200 \text{ Ом/м}$$

Опір ґрунту з урахуванням коефіцієнтів сезонних змін для горизонтальних і вертикальних заземлювачів:

$$\rho_{Г} = \rho \cdot K_{М.Г.}, \text{ Ом/м} \quad (3.45)$$

$$\rho_{В} = \rho \cdot K_{М.В.}, \text{ Ом/м} \quad (3.46)$$

де K_M – коефіцієнт, що враховує промерзання і просихання ґрунту, для кліматичної зони 3 рівний:

$$K_{М.Г.} = 2,2$$

$$K_{М.В.} = 1,5$$

Тоді опір ґрунту з урахуванням коефіцієнтів сезонних змін, по формулах (3.45-3.46) :

$$\rho_{Г} = \rho \cdot K_{М.Г.} = 200 \cdot 2,2 = 440 \text{ Ом/м}$$

$$\rho_{В} = \rho \cdot K_{М.В.} = 200 \cdot 1,5 = 300 \text{ Ом/м}$$

Визначаємо необхідне значення опору заземлюючого пристрою :

$$R_{3.Треб} \leq \frac{250}{I_{КЗ.3}}, \quad (3.47)$$

де $I_{K3.3}$ – струм короткого замикання на землю;

$$I_{K3.3} = \frac{U_{НОМ} \cdot (L_K + L_B)}{350}, \text{ кА} \quad (3.48)$$

де $U_{НОМ}$ – номінальна напруга електроустановки;

L_K, L_B – сумарна протяжність кабельних і повітряних ліній;

$$L_B^{110кВ} = 50 \text{ м}, L_B^{10кВ} = 90 \text{ м}.$$

$$I_{K3.3}^{110кВ} = \frac{U_{НОМ} \cdot (L_K + L_B)}{350} = \frac{110 \cdot 50}{350} = 15,71 \text{ кА}$$

$$I_{K3.3}^{10кВ} = \frac{U_{НОМ} \cdot (L_K + L_B)}{350} = \frac{10 \cdot 90}{350} = 2,57 \text{ кА}$$

Визначаємо необхідне значення опору заземлюючого пристрою по формулі (3.47) :

$$R_{3, \text{Необ.}} \leq \frac{250}{I_{K3.3}} = \frac{250}{15,71} = 15,91, \text{ Ом}$$

$$R_3 = 6 \text{ Ом, для } U > 1 \text{ кВ}$$

Визначаємо конструктивне виконання заземлюючого пристрою (стержень, кутник, смуга).

Стержень:

$l = 3 \text{ м}$ – довжина вертикальних електродів;

$d = 0,016 \text{ м}$ – діаметр вертикального електроду.

Опір природного заземлювача :

$$R_E = 18 \text{ Ом}$$

Необхідний опір штучного заземлювача

$$R_{Ш, \text{Необ.}} = \frac{R_E \cdot R_{3, \text{Необ.}}}{R_E - R_{3, \text{Необ.}}} = \frac{18 \cdot 6}{18 - 6} = 9 \text{ Ом}$$

Опір поодинокого вертикального заземлювача визначається по формулі:

$$R_{O.B.} = \frac{\rho_B}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \text{ Ом} \quad (3.49)$$

де $t = 2 \text{ м}$ – глибина від поверхні землі до середини стержневого заземлювача.

$$R_{O.B.} = \frac{\rho_B}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) =$$

$$= \frac{300}{2 \cdot \pi \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,016} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 100,6 \text{ Ом}$$

Визначуваний попередній крок між вертикальними електродами:

$$a = 3, \text{ м}$$

Визначаємо опір горизонтального заземлювача по формулі:

$$R_{O.G.} = \frac{\rho_{\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t_0}, \quad (3.50)$$

де $l = 139$ м – довга смуги по периметру об'єкту;

$b = 2d = 0,012$ м – ширина смуги (для круглої арматури $b = 2d$);

$t_0 = 0,7$ м – глибина прокладення.

$$R_{O.G.} = \frac{\rho_{\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t_0} = \frac{440}{2 \cdot \pi \cdot 139} \cdot \ln \frac{2 \cdot 139^2}{0,012 \cdot 0,7} = 7,72 \text{ Ом}$$

Визначаємо опори горизонтального заземлювача з врахуванням екрануючого впливу вертикального електроду :

$$R_{\Gamma.E.} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{II}} = \frac{7,72}{0,34} = 22,7 \text{ Ом} \quad (3.51)$$

де $\eta_{II} = 0,34$ м – коефіцієнта використання горизонтального електроду;

Визначаємо уточнений опір вертикальних електродів з врахуванням екрануючого впливу:

$$R_{B.E.} = \frac{R_{\Gamma.E.} \cdot R_{B.Необ}}{R_{\Gamma.E.} - R_{B.Необ}} = \frac{22,7 \cdot 9}{22,7 - 9} = 14,91 \text{ Ом} \quad (3.52)$$

Остаточню визначаємо кількість вертикальних електродів :

$$n_B = \frac{R_{O.B.}}{\eta_B \cdot R_{B.Э.}} = \frac{100,6}{0,35 \cdot 14,91} = 19,27 \quad (3.53)$$

де $\eta_B = 0,35$ – коефіцієнт використання вертикальних електродів;

Отримане значення округлюємо до цілого значення:

$$n_B = 19,27 \approx 20 \text{ шт.}$$

3.10 Розрахунок грозозахисту

Для захисту підстанції встановлюємо чотири громовідводи, встановлених на кінцевих опорах. Захист ізоляції електроустаткування 110 кВ і 10 кВ підстанції від хвиль грозових перенапружень, що набігають з повітряних ліній, забезпечується обмежувачами перенапруження типу ОПН-110У1 і вентиляними розрядниками типу РВС-10У1.

Громовідводи М1 і М2 - громовідводи на кінцевих опорах ПЛ 110 кВ, громовідводи М3 і М4 – громовідводи з протилежного боку площі ВРП, за силовими трансформаторами.

Розрахункова висота громовідводів М1 і М2 визначається по формулі:

$$h = h_x + h_A \quad (3.54)$$

де $h_x = 12$ м – висота кінцевої опори, на яку ставиться штир;

$h_A = 8$ м – висота штиря;

$$h = 12 + 8 = 20 \text{ м}$$

Максимальна відстань між громовідводами:

$$l_{\text{МАКС}} = 4,75 \cdot h = 95 \text{ м} \quad (3.55)$$

Критерій порівняння:

$$l_C = 2,25 \cdot h = 45 \text{ м} \quad (3.56)$$

Оскільки відстань між громовідводами менше критерію порівняння l_C , то висота зони захисту в середній точці між громовідводами розраховується по формулі:

$$h_C = \frac{l_{\text{МАКС}} - l}{l_{\text{МАКС}} - l_C} \cdot h_0 = \frac{95 - 40}{95 - 45} \cdot 12 = 13,2 \text{ м} \quad (3.57)$$

Оскільки висота об'єкту, що захищається, в середній точці між громовідводами менше h_C :

$$L_x = \frac{l}{2} = \frac{40}{2} = 20 \text{ м} \quad (3.58)$$

Зона захисту громовідводів на рівні землі:

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 40 = 32 \text{ м} \quad (3.59)$$

Звуження зони захисту в середній точці між громовідводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0}{h_c} \cdot (h_c - h_x) = \frac{32}{13,2} \cdot (13,2 - 10) = 7,75 \text{ м} \quad (3.60)$$

Аналогічний розрахунок виконується і для другої пари громовідводів.

Результати обох розрахунків зведені в табл. 3.26.

Таблиця 3.26 – Результати розрахунку грозозахисту

Найменування параметра	Значення
<i>M1, M2</i>	
Висота споруд, що захищаються, h_x , м	10
Висота громовідводів, h , м	20
Висота зони захисту в середній точці, h_c , м	18
Зона захисту громовідводів на рівні землі, r_0 , м	16
Зона захисту громовідводів на висоті споруд, що захищаються, r_x , м	7,11
<i>M3, M4</i>	
Висота споруд, що захищаються, h_x , м	7
Висота громовідводів, h , м	15
Висота зони захисту в середній точці, h_c , м	13
Зона захисту громовідводів на рівні землі, r_0 , м	10,4
Зона захисту громовідводів на висоті споруд, що захищаються, r_x , м	6

3.11 Висновки до розділу 3

В даному розділі здійснено розрахунки електричних навантажень підстанції, відповідно до яких проведено:

- заміна силових трансформаторів;
- заміна існуючих масляних вимикачів 110 кВ сучаснішими елегазовими;
- заміна вимикачів 10 кВ на вакуумні, у тому числі заміна комірок КРП;
- заміна вентильних розрядників на нелінійні обмежувачі напруги (ОПН);
- заміна вимірювальних трансформаторів, трансформаторів власних потреб.

Здійснено розрахунки захисного заземлення підстанції, та розрахунок грозозахисту.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Заходи по техніці безпеки при експлуатації електрообладнання

Експлуатація електрообладнання підстанції включає оперативне обслуговування і огляд діючого електрообладнання.

Оперативне обслуговування електроустановок передбачає періодичні і позачергові огляди розподільних пристроїв підстанцій, комутаційних апаратів, силових і вимірювальних трансформаторів, приладів захисту, автоматики, контролю і обліку електроенергії, а також оперативні перемикання, що забезпечують безперебійне живлення електроприймачів.

Оперативне обслуговування електроустановок може здійснюватися як однією особою, так і бригадою з двох і більше чоловік.

При обслуговуванні електроустановок напругою вище 1000 В старший в зміні або поодинокий черговий повинен мати кваліфікаційну групу не нижче IV, а в електроустановках напругою до 1000 В – не нижче III.

При огляді установки напругою вище 1000 В однією особою не дозволяється проникати за огороження і входити в камери розподільних пристроїв. Оглядати електрообладнання слід тільки з порогу камери або стоячи перед бар'єром. У разі потреби працівникові з кваліфікаційною групою не нижче IV дозволяється для огляду вхід в камеру за умови, що в проходах відстань від підлоги до нижніх фланців ізоляторів апаратів, трансформаторів не менше 2 м, а до незахищених струмоведучих частин – не менше, чим 2,75 м, при напрузі до 35 кВ. Присутність другої особи потрібна для спостереження за діями людини, що увійшла до камери РП, попередження його про небезпечне наближення до струмоведучих частин, а також для надання йому при необхідності першої допомоги.

При виявленні під час огляду випадкового замикання якої-небудь струмоведучої частини на землю забороняється до відключення пошкодженої

ділянки наближатися до місця замикання на відстань менше 4-5 метрів в закритих РП щоб уникнути ураження кроковою напругою.

Якщо виявиться необхідним наблизитися до місця замикання, то необхідно використати захисні засоби (діелектричні боти або галоші).

Самостійне обслуговування електроустановок напруга до 1000 В дозволяється працівникам-електрикам, що мають кваліфікаційну групу не нижче III.

Черговому електрикові дозволяється при необхідності відкривати для огляду двері щитків, пускових пристроїв і тому подібне, дотримуючись при цьому особливої обережності.

Зміна згорілих вставок запобіжників повинна виконуватися при знятій напрузі. Але при неможливості зняття напруги зміну плавких вставок пробкових або трубчастих запобіжників допускається робити під напругою при відключеному навантаженні.

В процесі експлуатації електроустановок необхідно періодично робити їх плановий ремонт, випробування ізоляції електричних машин, апаратів, кабелів, мереж внутрішнього електропостачання, а також наладку електроприводів, релейного захисту і тому подібне. Крім того, можливі невеликі за об'ємом роботи по попередженню і ліквідації аварій і дрібних неполадок.

Згідно з вимогами правил техніки безпеки роботи, які виконуються в діючих електроустановках, відносно прийнятих заходів безпеки розділяються на 4 категорії:

- роботи, що виконуються при повному знятті напруги;
- роботи, що виконуються при частковому знятті напруги;
- роботи, що виконуються без зняття напруги близько до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою;
- роботи, що виконуються без зняття напруги далеко від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

До початку ремонтних або налагоджувальних робіт необхідно виконати технічні і організаційні заходи, що забезпечують безпеку працюючих.

4.2 Забезпечення безпечної роботи підстанції 110/10 кВ

Протипожежні заходи і пожежний захист спроектовані відповідно до НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів», затвердженої Наказом Міністерства палива та енергетики України від 28.01.2002.

Безпека організація робіт при експлуатації і ремонті, будівництві і налагодженні проектованої підстанції визначені ПУЕ [3].

Міра вогнестійкості відкритого розподільного пристрою підстанції прийнята I. Проектована підстанція відноситься до II групи по одиничній потужності (до 40 МВА), у зв'язку з цим пожежний водопровід і водойма на підстанції не передбачається. Підстанція забезпечена первинними засобами пожежогасіння, має телефонний зв'язок з місцевою пожежною службою.

При електромонтажі і ремонті обладнання проектованої підстанції слід застосовувати заходи захисту від механічних травм (забить, поранень), опіків, від поразки електричним струмом, небезпечними відносно можливості травмування є роботи пов'язані з підйомом на висоту і кріпленням важких деталей електрообладнання розподільного пристрою (роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів трансформаторів струму, опорних ізоляторів. При установці різних апаратів, закріплених на будівельних конструкціях за допомогою цементних розчинів, не можна видаляти підтримувальні пристосування до повного затвердіння розчину. Підняті на висоту різні елементи обладнання і апарати повинні, неодмінно, закріплюються на своїх місцях.

При переміщенні і підйомі віддільників, короткозамикачів, роз'єднувачів, їх необхідно встановити в положення «увімкнено», оскільки при такому положенні ножів унеможливується травмування робітників ножовими контактами рубаючого типу.

Під час підйому і переміщення розподільних щитів камер і блоків розподільних пристроїв необхідно за допомогою відтяжок запобігти їх можливому перекиданню.

В процесі регулювання вимикачів і роз'єднувачів з автоматичним приводом мають бути прийняті заходи проти не передбаченого включення або відключення приводів іншим. В цьому випадку можливі забиття електромонтажника, що виконує роботу. Для запобігання такому включенню плавкі вставки в колах управління електромагнітним приводом знімаються.

Якщо ж в процесі регулювання потрібно буде включити оперативний струм, постановка вставок запобіжників допускається тільки після видалення усіх людей від цього вимикача.

Після того, як змонтована ошиновка трансформатора і його обмотки приєднані до шин розподільного пристрою, їх зовнішні виводи необхідно замкнути накоротко і заземлити на випадок подання напругу на трансформатор, який не прийнятий в експлуатацію. Те ж відноситься і до вимірювальних трансформаторів.

Щоб унеможливити дотик або небезпечне наближення до не ізольованих струмоведучих частин, має бути забезпечена недоступність за допомогою обгороджування, блокувань, або розташування струмоведучих частин на недоступній висоті або в недоступному місці.

Корпуси трансформаторів, світильників, апаратів і інших, металевих не струмоведучих частин можуть виявитися під напругою при замиканні їх струмоведучих частин на корпус. Якщо корпус при цьому не має заземлення дотик до нього небезпечний також як до фази. Безпека забезпечується шляхом заземлення корпусу заземлювачем.

Підстанція 110/10 кВ і ПЛ 110 кВ. є пристроєм без технологічного виробництва, тому шкідливі викиди в атмосферу відсутні.

Для запобігання забрудненню навколишньої території при аварійному скиданні трансформаторної оливи і запобігання поширенню пожежі – передбачається спорудження маслоприймача розрахованого на 100% затримання олії з одного трансформатора.

Грозозахист підстанції спроектовано відповідно до ДСТУ Б В.2.5-38:2008. «Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд».

4.2 Підвищення стійкості роботи об'єкту в умовах можливих надзвичайних ситуацій

З метою забезпечення стійкості роботи важливих виробничих підприємств (об'єктів) в надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу завчасно проводиться комплекс організаційних і інженерно-технічних заходів цивільної оборони, спрямованих на забезпечення захисту населення і зменшення зруйнувань, на підвищення, стійкості роботи об'єкту, на утворення необхідних умов для проведення РіНР.

Норми ІТЗ ЦО розповсюджуються:

- на категоризовані міста по ЦО і окремо розташовані об'єкти особливої важливості і першої категорії;
- на об'єкти, які розташовані в категоризованих містах, на території, де можливі зруйнування і ураження людей;
- на всю територію України і стосуються захисту населення від радіоактивного зараження місцевості, отруйних речовин і біологічних засобів.

Норми проектування ІТЗ ЦО повинні здійснюватись:

- при плануванні і забудові нових житлових і промислових районів і міст, будівель і споруд, промислових підприємств, систем і об'єктів електро-, газо-, водопостачання і зв'язку, транспорту, захисних споруд і інших,
- при реконструкції міст, підприємств, комунально-енергетичних систем, засобів зв'язку, транспорту.

Вимоги до будівництва комунально-енергетичних систем

Вимоги до систем електрозабезпечення. Електрозабезпечення є основою будь-якого виробництва. Порушення нормальної подачі електроенергії на об'єкт або окремі ділянки виробництва може призвести до повної зупинки роботи об'єкту.

Для надійного електрозабезпечення в умовах надзвичайних ситуації при його проектуванні і будівництві повинні бути враховані основні вимоги, які впливають з завдань цивільної оборони.

Електрозабезпечення повинно здійснюватись від енергосистем, до складу яких входять електростанції, що працюють на різних видах палива. Великі електростанції потрібно розташовувати одну від одної і від великих міст на відстані, не меншій двох радіусів зон можливих руйнувань.

Районні понижуючі станції, диспетчерські пункти енергосистем і мережі електропередач належить розташовувати за межами зон можливих сильних руйнувань.

Постачання електроенергією великих міст і об'єктів, які не перестають працювати в надзвичайних умовах, необхідно передбачати від двох незалежних джерел. При електропостачанні об'єкту від одного джерела повинно бути не менше двох введів з різних напрямів.

Трансформаторні підстанції необхідно надійно захищати, їх стійкість повинна бути не нижчою від стійкості самого об'єкту.

Електроенергію на ділянки виробництва належить подавати по належних електрокабелях, прокладених в землі на глибині 0,8-1,2 м.

Крім цього, необхідно створювати автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати пересувні електростанції на залізничних платформах, автопричепках і інші електростанції, які не включені в енергосистему.

В містах, розміщених на берегах морів та річок, необхідно створювати берегові пристрої для прийому електроенергії з корабельних електроустановок.

Система енергопостачання повинна мати захист від впливу електромагнітного імпульсу ядерного вибуху.

Вимоги до систем водопостачання

Нормальна робота багатьох підприємств залежить від безперервного їх забезпечення технічною і питною водою. Потреба промислових підприємств у

воді порівняно велика. Так, витрати води на виробництво тонни хімічного волокна становлять близько 2000 м³.

Порушення у постачанні водою промислових об'єктів може призвести до їх зупинки і викликати труднощі в проведенні рятувальних робіт в районі стихійного лиха, аварії, катастрофи або застосування сучасної зброї.

Для підвищення стійкості постачання об'єктів водою необхідно, щоб система водопостачання здійснювалась не менше, ніж від двох незалежних джерел, одне з яких бажано влаштовувати підземним.

В містах і на об'єктах трубопроводи водопостачання у всіх випадках повинні бути закільцьовані. Водопровідне кільце об'єкту повинне наповнюватись від двох різних міських магістралей. Крім того, в містах і, зокрема, на промислових підприємствах належить споруджувати герметизовані артезіанські колодязі. Новоспоруджені системи слід наповнювати водою, якщо це можливо, від підземних джерел. Постачання об'єктів водою з відкритих водойм (рік, озер) повинно виконуватись системою головних споруд, розташованих поза зоною можливих сильних зруйнувань.

Артезіанські свердловини, резервуари чистої води і шахтні криниці повинні бути пристосовані для розливання води в пересувну тару. Резервуари чистої води треба устаткувати герметичними люками і вентиляцією з очисткою повітря від пороху.

Стійкість мережі водопостачання підвищується при заглибленні в ґрунт всіх ліній водопроводу і розташування належних гідрантів і відключаючих пристроїв на території, яка не може бути заваленою, а також пристроїв перемичок, які дозволяють відключити пошкоджені ланки і споруди.

На підприємствах треба передбачити оборотне використання води для технічних цілей, що зменшує загальну потребу у воді і відповідно, підвищує стійкість водозабезпечення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі здійснено розробку та впровадження технічних заходів щодо підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції 110/10 кВ, шляхом заміни електричного обладнання.

Отримані наступні результати:

- проведено аналіз шляхів підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції при заміні основного обладнання, доведено, що досягнення високих показників надійності і безпеки можливо на основі системи вимог і використання різних сучасних і інноваційних технічних рішень;

- здійснено аналіз режимів роботи електричного обладнання трансформаторної підстанції, враховуючи перспективу розвитку енергетичної мережі;

- проведено дослідження поточної роботи трансформаторної підстанції, на основі якого створено ряд пропозицій для проведення заміни електричного обладнання;

- здійснено розрахунок електричних навантажень, побудовано добовий і річний графіки електричних навантажень трансформаторної підстанції;

- розраховано струми трифазного та однофазного короткого замикання, на основі яких здійснено провідникової продукції, комутаційної та пускозахисної апаратури;

- на основі проведених техніко-економічних розрахунків здійснено вибір силових трансформаторів для підвищення пропускної здатності трансформаторної підстанції;

- для забезпечення необхідного захисту електричного обладнання та обслуговуючого персоналу при аварійних ситуаціях розраховано контур заземлення, та грозозахист трансформаторної підстанції.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Соколов В. Ю., Рычкова А. С., Биктимиров Е. А. Повышение надежности работы трансформаторной подстанции при замене основного оборудования // Траектория научно-технологического развития России с учетом глобальных трендов : сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции 29 ноября 2019г. : Белгород : ООО Агентство перспективных научных исследований (АПНИ), 2019. С. 78-81. URL: <https://apni.ru/article/75-povishenie-nadezhnosti-raboti-transformatornoj>
2. Овсейчук, В. Надёжность и качество электроснабжения потребителей. Обоснование нормирования // Новости Электротехники. – 2013. № 3 (81).
3. Овсейчук, В. Электроснабжение потребителей. Нормирование надёжности и качества / Овсейчук В., Непомнящий В., Жежеленко И. // Новости Электротехники. – 2014. № 5 (89).
4. Руководство по эксплуатации. Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т», вып. ЗАО «Радиус Автоматика» М. 2008. БПВА.656122.021 РЭ – Режим доступа: <http://rza.ru/>
5. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - X. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
6. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - X. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
7. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
8. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електроенергетики та електропостачання». Підручник – Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.

9. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.
10. Вказівки з розрахунку електричних навантажень Розрахунок електричних навантажень РТМ 36.18 32.4 92.
11. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.] ; Харківська держ. академія міського господарства. — К. : [б.в.], 1996. — 228 с.
12. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навч. посіб / В. М. Буряк. — 2-ге вид., переробл. та випр. — Х. : Тимченко, 2008.
13. Зорін В.В., Штогрін Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл.– Ніжин ТОВ “Видавництво”Аспект-поліграф”, 2011. – 248 с.
14. Бурбело М. Й. – Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків [Текст] : / М.Й.Бурбело ; Вінниц. нац. техн. ун-т. — [2-е вид., перероб. і допов.]. — Вінниця : Універсум, 2005. — 147 с.
15. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.
16. В.В. Принц, В.М. Цимбалістий Електричні мережі. Монтаж, обслуговування та ремонт Львів :Оріяна – Нова, 2003р
17. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.
18. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : Навч. посіб. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик; Вінниц. держ. техн. ун-т. - Вінниця, 2002. - 111 с.
19. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “, 2, 82-83.

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

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

22. Бабюк, С. М., & Комарський, В. В. (2017). Зменшення втрат електроенергії в комунальній мережі міста. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 92-92.

23. Завадський Б. , Семенчук І. , Ярченя М. Модернізація обладнання підстанцій // Зб. наук. праць / Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя.. Тернопіль, 2021. С. 56.