

Заклад вищої освіти «Подільський державний університет»  
Факультет енергетики та інформаційних технологій  
Кафедра енергозберігаючих технологій та енергетичного менеджменту

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА (ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ)**

на тему:

**«Проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ.  
«Вінківці» акціонерного товариства «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»»**

**Виконав:**

здобувач вищої освіти денної форми  
навчання освітнього ступеня «Бакалавр»,  
освітньо-професійної програми  
«Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка» спеціальності 141  
«Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

\_\_\_\_\_ **Олександр СОКАЛЬСЬКИЙ**

**Керівник:** кандидат технічних наук, доцент

\_\_\_\_\_ **Віктор ДУБІК**

**Оцінка захисту:**

Національна шкала \_\_\_\_\_

Кількість балів \_\_\_\_\_ Шкала ECTS \_\_\_\_\_

**Допускається до захисту:**

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

Керівник проектної групи  
(гарант освітньої програми)

«Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»

кандидат технічних наук, доцент \_\_\_\_\_ **Ігор ГАРАСИМЧУК**

м. Кам'янець-Подільський, 2026

## РЕФЕРАТ

СОКАЛЬСЬКИЙ Олександр Сергійович: Проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ. «Вінківці» акціонерного товариства «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»

Дипломний проект виконаний на 63 сторінках машинописного тексту, містить 5 розділів 30 таблиць, 6 рисунків, **додатки. Графічна частина виконана на 6 листах формату А4. Список літературних джерел нараховує 24 найменування.**

У дипломному проєкті розглянуто реконструкції районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ «Вінківці» АТ «Хмельницькобленерго». У роботі проведено аналіз існуючої схеми підстанції, виконано розрахунок навантажень і струмів короткого замикання для сторін 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ. На основі отриманих результатів обрано сучасне комутаційне обладнання, трансформатори струму, обмежувачі перенапруг і мікропроцесорні пристрої релейного захисту, що забезпечують надійну, безпечну та ефективну роботу підстанції. Також розроблено заходи з технічного обслуговування обладнання та охорони праці, включаючи розрахунок захисного заземлення і заходи електро- та пожежної безпеки.

Проведено техніко-економічні розрахунки.

**Ключові слова:** розподільча трансформаторна підстанція РТП, реконструкція РТП, електропостачання, силовий трансформатор, розподільчий пристрій, електричне навантаження, електричні мережі, релейний захист та автоматика, надійність електропостачання, електрообладнання.

## **ЗМІСТ**

|                                                                              |           |
|------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>ЗМІСТ .....</b>                                                           | <b>3</b>  |
| <b>ВСТУП.....</b>                                                            | <b>5</b>  |
| <b>РОЗДІЛ 1 ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА .....</b>                                | <b>8</b>  |
| <b>1.1 Загальна характеристика РТП.....</b>                                  | <b>8</b>  |
| <b>РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 110/35/10КВ.<br/>„ВІНЬКІВЦІ” .....</b> | <b>14</b> |
| <b>2.1 Підрахунок електричних навантажень .....</b>                          | <b>14</b> |
| 2.1.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ. ....                  | 15        |
| 2.1.2 Розрахунок навантаження мережі напругою 35 кВ. ....                    | 21        |
| 2.1.3 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів .....                | 23        |
| <b>2.1.4 Розрахунок струмів короткого замикання .....</b>                    | <b>24</b> |
| <b>2.2 Вибір електротехнічного обладнання .....</b>                          | <b>31</b> |
| 2.2.1 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.....                                     | 32        |
| 2.2.2 Вибір вимикачів сторони 35 кВ.....                                     | 33        |
| 2.2.3 Вибір вимикачів сторони 110 кВ.....                                    | 34        |
| 2.2.4 Вибір трансформаторів струму.....                                      | 35        |
| 2.2.5 Вибір ОПН сторони 110 кВ .....                                         | 36        |
| 2.2.6 Вибір ОПН сторони 35 кВ .....                                          | 37        |
| 2.2.7 Вибір ОПН сторони 10 кВ .....                                          | 39        |
| <b>РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІ.....</b>                               | <b>40</b> |
| <b>3.1 Вибір релейного захисту .....</b>                                     | <b>40</b> |

|                                                                          |           |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>3.2 Розрахунок диференційного захисту .....</b>                       | <b>42</b> |
| <b>3.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 110 кВ.....</b>    | <b>48</b> |
| <b>3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ.....</b>     | <b>50</b> |
| <b>3.5 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ.....</b>     | <b>51</b> |
| <b>3.6 Річний графік ПЗР і ТО електроустаткування.....</b>               | <b>53</b> |
| <b>РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ .....</b>                   | <b>56</b> |
| <b>4.1 Визначення кошторисної вартості .....</b>                         | <b>56</b> |
| <b>4.2. Основні показники інвестиційного проекту .....</b>               | <b>57</b> |
| <b>4.3. Оцінка ефективності проекту.....</b>                             | <b>58</b> |
| <b>РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....</b>                                       | <b>61</b> |
| <b>5.1 Загальні вимоги охорони праці на РТП 110/35/10 кВ «Віньківці»</b> | <b>61</b> |
| <b>5.2 Розрахунок захисного заземлення підстанції .....</b>              | <b>61</b> |
| <b>5.3 Перевірка термічної стійкості заземлювача.....</b>                | <b>62</b> |
| <b>5.4 Захист персоналу від ураження електричним струмом .....</b>       | <b>63</b> |
| <b>5.5 Заходи пожежної безпеки.....</b>                                  | <b>64</b> |
| <b>ВИСНОВКИ .....</b>                                                    | <b>65</b> |
| <b>СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>                                   | <b>66</b> |
| <b>ДОДАТКИ.....</b>                                                      | <b>69</b> |

## ВСТУП

Сучасна електроенергетична система України у 2026 році функціонує в умовах значних викликів, пов'язаних із наслідками військових дій, пошкодженням енергетичної інфраструктури, необхідністю відновлення та одночасної модернізації об'єктів електропостачання. В цих умовах особливої актуальності набуває підвищення надійності роботи електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, а також впровадження сучасних систем релейного захисту, автоматизації та диспетчеризації.

Енергетична система України традиційно є однією з найбільш розгалужених у Східній Європі, проте її значна частина була введена в експлуатацію ще в радянський період. Багато підстанцій, повітряних ліній та розподільчих пристроїв експлуатуються понад нормативний термін служби, що призводить до поступового зниження їх технічної надійності. У зв'язку з цим реконструкція та технічне переоснащення електричних підстанцій є одним із ключових напрямків розвитку енергетичної галузі.

Об'єктом дослідження даної дипломної роботи є районна трансформаторна підстанція 110/35/10 кВ «Віньківці», яка розташована у Хмельницькій області та забезпечує електропостачання населених пунктів, промислових підприємств та об'єктів соціальної інфраструктури регіону. Підстанція виконує важливу функцію перетворення та розподілу електричної енергії між мережами різних класів напруги, що робить її ключовим вузлом місцевої енергосистеми.

Селище Віньківці та прилеглі території характеризуються змішаним типом навантаження, що включає побутових споживачів, комунальні підприємства, аграрний сектор та невеликі промислові об'єкти. У зв'язку з розвитком інфраструктури та зростанням потреб у електроенергії навантаження на електричні мережі поступово збільшується, що додатково підвищує вимоги до пропускної здатності та надійності роботи підстанції.

В умовах 2026 року додатковим фактором впливу на енергосистему є підвищена вразливість об'єктів енергетичної інфраструктури до аварійних пошкоджень та зовнішніх впливів. Це обумовлює необхідність впровадження сучасних технічних рішень, які дозволяють швидко локалізувати аварійні режими, забезпечувати резервування живлення та мінімізувати час відновлення електропостачання споживачів.

Підстанція 110/35/10 кВ «Вінківці» була введена в експлуатацію десятки років тому і на сьогодні експлуатується в умовах фізичного та морального зносу частини обладнання. Основними проблемами є зниження надійності окремих комутаційних апаратів, застарілі системи релейного захисту, а також обмежені можливості автоматизації технологічних процесів. Це створює ризики виникнення аварійних ситуацій, збільшення втрат електроенергії та зниження якості електропостачання.

У зв'язку з цим реконструкція підстанції є необхідним заходом, спрямованим на підвищення ефективності роботи електричної мережі, впровадження сучасних цифрових рішень у сфері релейного захисту та автоматики, а також покращення умов експлуатації обладнання. Особливу роль у сучасних умовах відіграє перехід до мікропроцесорних систем захисту, які дозволяють значно підвищити швидкодію та селективність відключення аварійних ділянок.

Актуальність теми дипломної роботи зумовлена необхідністю забезпечення стабільного та безперебійного електропостачання споживачів у регіоні, особливо в умовах нестабільної роботи енергосистеми країни. Крім того, модернізація підстанцій дозволяє зменшити експлуатаційні витрати, підвищити енергоефективність та продовжити термін служби основного обладнання.

Метою даної дипломної роботи є розробка технічних рішень щодо реконструкції підстанції 110/35/10 кВ «Вінківці» з урахуванням сучасних вимог до надійності, безпеки та економічної ефективності електропостачання. Досягнення поставленої мети передбачає виконання ряду завдань, зокрема:

аналіз існуючого стану підстанції, оцінку навантажень та режимів роботи, вибір сучасного електрообладнання, розробку рішень з релейного захисту та автоматики, а також розгляд питань охорони праці та техніки безпеки.

Практична значущість роботи полягає в можливості використання запропонованих технічних рішень для реальної модернізації підстанції та підвищення надійності електропостачання регіону. Запропоновані заходи можуть бути адаптовані і для інших аналогічних об'єктів розподільчих мереж 110/35/10 кВ.

Таким чином, реконструкція підстанції 110/35/10 кВ «Вінківці» є важливим та актуальним інженерним завданням, яке спрямоване на підвищення стійкості енергетичної інфраструктури, забезпечення якісного електропостачання споживачів та адаптацію електричних мереж до сучасних умов експлуатації у 2026 році.

## **РОЗДІЛ 1 ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА**

### **1.1 Загальна характеристика РТП**

Районна трансформаторна підстанція 110/35/10 кВ «Віньківці» розташована в західній частині Хмельницька область та входить до складу електричних мереж Хмельницькобленерго. Підстанція виконує функцію приймання, трансформації та подальшого розподілу електричної енергії для споживачів Віньковецької територіальної громади та прилеглих населених пунктів.

Живлення РТП здійснюється від магістральної електромережі напругою 110 кВ, яка пов'язана з енергосистемою західного регіону України. Підстанція оснащена двома силовими трансформаторами типу ТДН-10000/110, що забезпечують пониження напруги з 110 кВ до рівнів 35 кВ та 10 кВ для подальшого електропостачання споживачів різних категорій.[1]

Від шин 10 кВ здійснюється живлення розподільчих ліній, які забезпечують електроенергією населені пункти: Пилипи, Карачіївці, Калюсик, Гринева та смт Віньківці. Від розподільчого пристрою 35 кВ живляться лінії у напрямках Дашківців, Охримівців та Зінькова. Підстанція відіграє важливу роль у забезпеченні стабільності електропостачання побутових, комунальних та сільськогосподарських споживачів району.

Кліматичні умови району розташування підстанції характеризуються помірно континентальним кліматом. Середньорічна кількість опадів становить близько 500–550 мм. Найбільша кількість опадів спостерігається у літній період, переважно у червні-липні, а найменша — у зимові місяці. Переважаючими напрямками вітру є північно-східний та східний у холодний період року, а також південно-східний і північно-західний у весняно-літній сезон.

Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), територія розміщення РТП належить до III району за швидкістю вітру та III району за ожеледдю. Це враховується при виборі конструкцій обладнання, струмоведучих частин, ізоляторів та опор повітряних ліній електропередачі.[1]

Силові трансформатори підстанції обладнані пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН), що дозволяє автоматично підтримувати необхідний рівень напруги на шинах нижчої сторони трансформатора при зміні навантаження або коливаннях напруги в мережі вищої сторони. Використання систем автоматичного регулювання підвищує якість електропостачання та забезпечує стабільну роботу електричних мереж 35 кВ і 10 кВ.

З урахуванням сучасних вимог до надійності електропостачання, підстанція 110/35/10 кВ «Вінківці» є важливим елементом енергетичної інфраструктури регіону та забезпечує безперервне електропостачання споживачів у нормальних та післяаварійних режимах роботи енергосистеми.[1]

Таблиця 1.1 - Паспортні дані трансформаторів підстанції «Вінківці»

| Тр-р | Марка          | Межі регулювання, кВ                                          | UK.BH-<br>HH | UK.BH-<br>CH | UK.CH-<br>HH |
|------|----------------|---------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| T1   | ТДТН-10000/110 | $115 \pm 9 \times 1,78\%$<br>$/38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 11$  | 17,7 %       | 10,5 %       | 6,5 %        |
| T2   | ТДТН-10000/110 | $115 \pm 9 \times 1,78\%$ /<br>$38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 11$ | 17,7 %       | 10,5 %       | 6,5 %        |

На рисунку 1.1 представлена схема головних електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ «Вінківці», яка отримує живлення по повітряній лінії 110 кВ від РТП 110/35/10 кВ «Яролинці» АТ «Хмельницькобленерго». Підстанція забезпечує електропостачання розподільчих трансформаторних підстанцій 35/10 кВ «Дашківці», «Охримівці» та «Зінків».

Підстанція «Вінківці» є двотрансформаторною та обладнана розподільчими пристроями напругою 110, 35 та 10 кВ. На стороні 110 кВ встановлено роз'єднувач РТ-110 із заземлювачами, а також комплект апаратів типу ОД-КЗ, до складу якого входять відокремлювач ОД-110 і короткозамикач КЗ-110. Така схема застосовується для аварійного вимкнення силового трансформатора. Принцип її роботи полягає в тому, що при виникненні аварійного режиму спочатку спрацьовує короткозамикач КЗ-110, створюючи однофазне або двофазне коротке замикання. Це призводить до спрацювання релейного захисту на початку лінії електропередачі. У період безструмової паузи автоматично вимикається відокремлювач ОД-110, який від'єднує трансформатор від мережі 110 кВ. Після цього система автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) через заданий проміжок часу повторно подає напругу на лінію.

Трансформатори струму типу ТВ-110, розташовані на стороні 110 кВ, вбудовані безпосередньо у вводи силового трансформатора. За необхідності додатково можуть використовуватися виносні трансформатори струму, встановлені між силовим трансформатором і відокремлювачем. [6]

На стороні 35 кВ силового трансформатора змонтовано роз'єднувач РТ-35 із заземлювачем та ввідний вимикач, через який здійснюється живлення секції шин 35 кВ.

Зі сторони 10 кВ кожен силовий трансформатор обладнаний ввідним вимикачем МВ-10, що забезпечує живлення секції шин 10 кВ. До секцій шин підключено сім вимикачів відхідних ліній 10 кВ. Для контролю напруги до шин через запобіжники приєднано вимірювальний трансформатор напруги ТН-10 кВ. Також до шинного моста 10 кВ через запобіжники підключено трансформатор власних потреб ТВП-10 кВ.

Трансформатори струму на стороні 10 кВ силового трансформатора встановлені у ввідних комірках зі сторони трансформатора, а трансформатори струму відхідних ліній — у комірках відхідних приєднань.

Вимикачі 10 кВ, трансформатор напруги та його запобіжники встановлені на вкатних візках із роликівими механізмами, що дозволяє переводити обладнання з робочого положення в контрольне або викочувати його в коридор закритого розподільчого устаткування 10 кВ для проведення огляду чи ремонту. Водночас вимикачі 10 кВ трансформатора Т2 мають стаціонарне виконання та відокремлюються від схеми за допомогою роз'єднувачів.



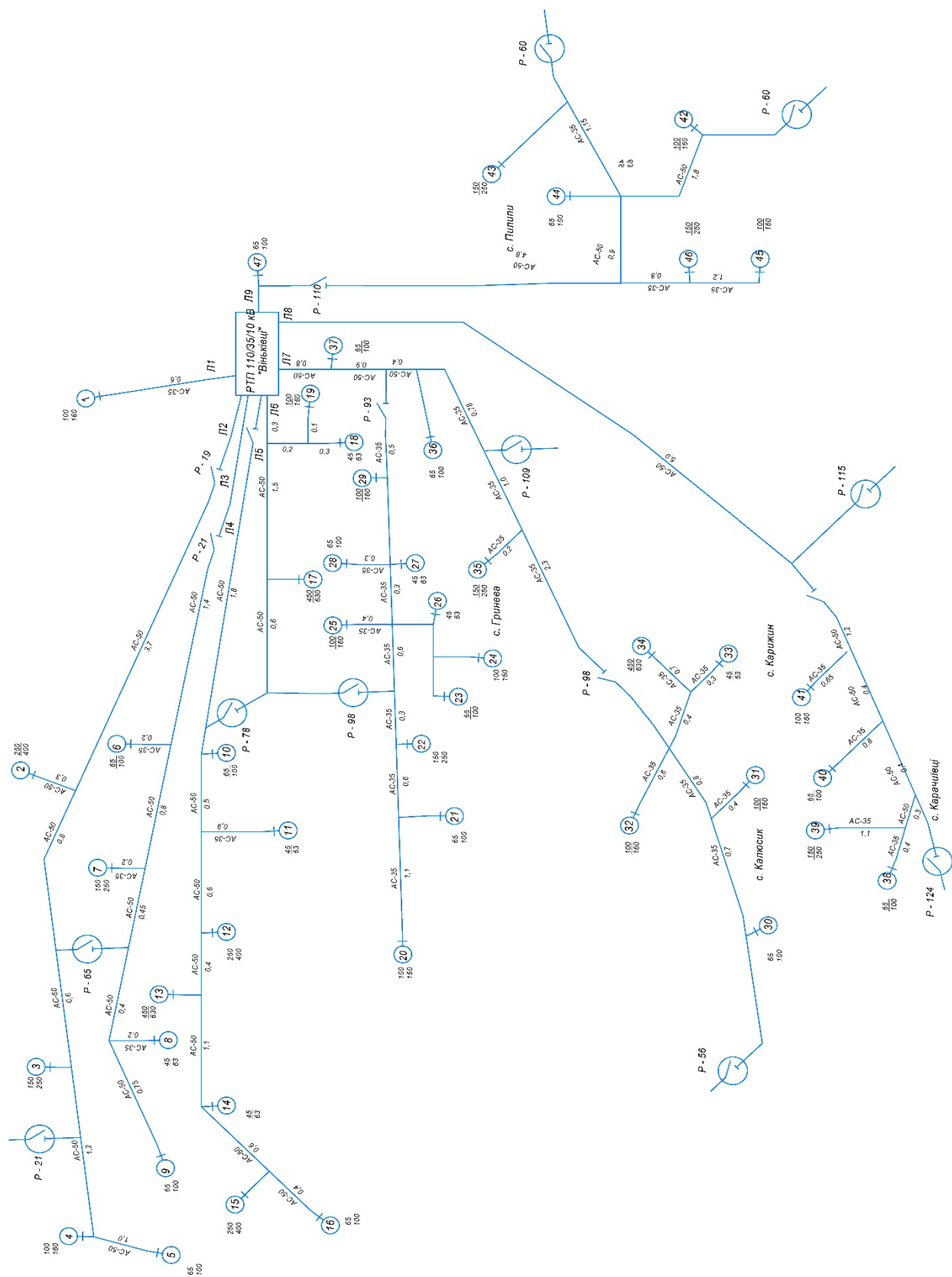


Рис. 1.2 - Схема нормального режиму ліній 10 кВ. підстанції 110/35/10кВ. „Вінкiвці”.

## **РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ РТП 110/35/10КВ.**

### **„ВІНЬКІВЦІ”**

#### **2.1 Підрахунок електричних навантажень**

Районна трансформаторна підстанція напругою **110/10 кВ**, що забезпечує електропостачання Віньківці та прилеглих населених пунктів Хмельницька область, призначена для живлення споживачів різних категорій. До них належать промислові підприємства переробної галузі, які формують основне базове навантаження, сільськогосподарські об'єкти (ферми, елеватори, зерносушильні комплекси) із характерними сезонними піками споживання, а також комунально-побутові споживачі та населення, що створюють добові максимуми навантаження у вечірній час. Окрім цього, від підстанції живляться об'єкти соціальної інфраструктури - школи, медичні заклади та адміністративні установи, для яких характерне стабільне та гарантоване електроспоживання. Таким чином, РТП працює в умовах розосередженого та нерівномірного навантаження, поєднуючи як постійні, так і змінні режими роботи споживачів.[10]

Районна трансформаторна підстанція напругою 110/10 кВ, що забезпечує електропостачання Віньківці та прилеглих населених пунктів Хмельницька область, є вузловим елементом системи електропостачання і живить підпорядковані розподільчі підстанції нижчого рівня. До них належать трансформаторні підстанції типу 10/0,4 кВ, які безпосередньо забезпечують електроенергією побутових споживачів, а також окремі підстанції 10/6 кВ або 10/0,4 кВ промислового призначення, що живлять підприємства та сільськогосподарські об'єкти. Крім того, від РТП можуть відходити фідери 10 кВ, які забезпечують живлення групи сільських підстанцій, об'єднаних у розгалужену мережу. Таким чином, підстанція 110/10 кВ виконує функцію центрального джерела живлення для системи розподілу електроенергії району,

забезпечуючи передачу електроенергії до кінцевих споживачів через мережу підстанцій нижчих рівнів.

### 2.1.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ.

Відомості про навантаження по діючих ТП-10/0.4 кВ, що живляться від РТП 110/35/10 м. Віньківці заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1-Навантаження підстанцій 10/0,4 кВ

| Номер підстанції | Місце знаходження т-рів ТР-10/0,4 кВ | Встановлення потужність т-рів ТП, кВА. | Характеристика навантаження | Максимальне навантаження | Лінія |
|------------------|--------------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|-------|
| 1                | Віньківці                            | 160                                    | Побутове                    | 104                      | 1     |
| 2                | Віньківці                            | 100                                    | Побутове                    | 65                       | 2     |
| 3                | Віньківці                            | 160                                    | Виробниче                   | 104                      | 2     |
| 4                | Віньківці                            | 250                                    | Виробниче                   | 162,5                    | 2     |
| 5                | Віньківці                            | 400                                    | Виробниче                   | 260                      | 2     |
| 6                | Віньківці                            | 100                                    | Побутове                    | 65                       | 3     |
| 7                | Віньківці                            | 100                                    | Побутове                    | 65                       | 3     |
| 8                | Віньківці                            | 100                                    | Виробниче                   | 65                       | 3     |
| 9                | Віньківці                            | 160                                    | Виробниче                   | 104                      | 3     |
| 10               | Віньківці                            | 630                                    | Змішане                     | 409,5                    | 4     |
| 11               | Віньківці                            | 630                                    | Змішане                     | 409,5                    | 4     |
| 12               | Віньківці                            | 100                                    | Змішане                     | 65                       | 4     |
| 13               | Віньківці                            | 250                                    | Побутове                    | 162,5                    | 4     |
| 14               | Віньківці                            | 100                                    | Виробниче                   | 65                       | 4     |
| 15               | Віньківці                            | 100                                    | Побутове                    | 65                       | 4     |
| 16               | Віньківці                            | 63                                     | Виробниче                   | 40,95                    | 4     |
| 17               | Віньківці                            | 100                                    | Змішане                     | 65                       | 5     |
| 18               | Віньківці                            | 630                                    | Побутове                    | 409,5                    | 5     |
| 19               | Віньківці                            | 100                                    | Побутове                    | 65                       | 5     |
| 20               | с.Гринєва                            | 100                                    | Побутове                    | 65                       | 6     |

|    |              |     |           |       |   |
|----|--------------|-----|-----------|-------|---|
| 21 | с.Гринева    | 100 | Виробниче | 65    | 6 |
| 22 | с.Гринева    | 100 | Побутове  | 65    | 6 |
| 23 | с.Гринева    | 63  | Побутове  | 40,95 | 6 |
| 24 | с.Гринева    | 100 | Побутове  | 65    | 6 |
| 25 | с.Гринева    | 100 | Виробниче | 65    | 6 |
| 26 | с.Гринева    | 63  | Виробниче | 40,95 | 6 |
| 27 | Віньківці    | 160 | Побутове  | 104   | 6 |
| 28 | Віньківці    | 100 | Побутове  | 65    | 6 |
| 29 | Віньківці    | 100 | Виробниче | 65    | 6 |
| 30 | с.Калюсик    | 63  | Виробниче | 40,95 | 6 |
| 31 | с.Калюсик    | 100 | Виробниче | 65    | 6 |
| 32 | с.Калюсик    | 100 | Побутове  | 65    | 6 |
| 33 | с.Калюсик    | 250 | Побутове  | 162,5 | 6 |
| 34 | с.Калюсик    | 63  | Побутове  | 40,95 | 6 |
| 35 | с.Калюсик    | 160 | Побутове  | 104   | 6 |
| 36 | с.Калюсик    | 100 | Виробниче | 65    | 6 |
| 37 | с.Калюсик    | 250 | Виробниче | 162,5 | 6 |
| 38 | с.Карачіївці | 100 | Побутове  | 65    | 7 |
| 39 | с.Карачіївці | 250 | Виробниче | 162,5 | 7 |
| 40 | с.Карачіївці | 250 | Побутове  | 162,5 | 7 |
| 41 | с.Карачіївці | 100 | Виробниче | 65    | 7 |
| 42 | с.Карачіївці | 160 | Виробниче | 104   | 7 |
| 43 | с.Пилипи     | 250 | Побутове  | 162,5 | 8 |
| 44 | с.Пилипи     | 63  | Змішане   | 40,95 | 8 |
| 45 | с.Пилипи     | 100 | Виробниче | 65    | 8 |
| 46 | с.Пилипи     | 160 | Виробниче | 104   | 8 |
| 47 | с.Пилипи     | 250 | Побутове  | 162,5 | 8 |
| 48 | с.Пилипи     | 100 | Побутове  | 65    | 8 |

Розрахункове навантаження визначаємо по формулах:

$$P_{\delta} = P_{\text{м}} \times K_p \times K_{\delta} \quad (2.1)$$

$$P_{\epsilon} = P_{\text{м}} \times K_p \times K_{\epsilon} \quad (2.2)$$

де  $P_m$  — максимальне навантаження, кВт (табл. 2.1);

$K_p$  — коефіцієнт росту навантаження;

$K_d, K_e$  — коефіцієнт участі відповідно в денному і вечірньому максимумах, які дорівнюють:

- а) для виробничих споживачів —  $K_d = 1,0; K_e = 0,6$ .
- б) для змішаного навантаження —  $K_d = K_e = 1,0$ .
- в) для комунально-побутових споживачів —  $K_d = 0,4, K_e = 1,0$ .

Коефіцієнт росту навантаження  $K_p$  на сьомий розрахунковий рік, відповідно до виду споживача [9]:

- 1. Комунально – побутові -  $K_p = 1,3$ ;
- 2. Виробничі -  $K_p = 1,4$ ;
- 3. Змішані -  $K_p = 1,4$ .

Для ТП №1. Навантаження виробниче .  $K_d = 1, K_e = 0,6$

$$P_d = 150 \times 1 \times 1,4 = 210 \text{ кВт.}$$

$$P_e = 150 \times 0,6 \times 1,4 = 126 \text{ кВт.}$$

Аналогічно визначаємо розрахункові навантаження ТП результати заносимо в таблицю 2.2 Для визначення сумарної потужності на ділянках з багатьма навантаженнями групуємо трансформаторні підстанції так, щоб їх навантаження не відрізнялись один від одного більш як в чотири рази. Навантаження групи визначаємо з урахуванням коефіцієнта одночасності, [11]

а сумарне навантаження до більшого навантаження додаємо визначене  $\Delta P$  від меншого навантаження. Згідно таблиці 2.2 визначимо денне та вечірнє розрахункове навантаження:[9]

$$\begin{aligned} P_{d(0-1)} &= \sum P_d \times k_o \\ P_{e(0-1)} &= \sum P_e \times k_o \end{aligned} \quad (2.3)$$

де  $k_o$  - коефіцієнт одночасності.

Таблиця 2.2 - Розрахункові денні та вечірні навантаження на ТП-10/0,4кВ.

| № п.п  | Максимальне навантаження | Коефіцієнт навантаження $K_p$ росту | Коефіцієнт денного тах $K_d$ | Розрахунок денного тах $P_d$ , кВт. | Коефіцієнт вечірнього тах $K_e$ | Розрахунок вечірнього тах $P_e$ , кВт. | Лінія |
|--------|--------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------|-------|
| 1      | 104                      | 1,3                                 | 0,4                          | 54,08                               | 1                               | 135,2                                  | 1     |
| Всього |                          |                                     |                              | 45,968                              |                                 | 101,4                                  |       |
| 2      | 65                       | 1,3                                 | 0,4                          | 33,8                                | 1                               | 84,5                                   | 2     |
| 3      | 104                      | 1,4                                 | 1                            | 145,6                               | 0,6                             | 87,36                                  | 2     |
| 4      | 162,5                    | 1,4                                 | 1                            | 227,5                               | 0,6                             | 136,5                                  | 2     |
| 5      | 260                      | 1,4                                 | 1                            | 364                                 | 0,6                             | 218,4                                  | 2     |
| Всього |                          |                                     |                              | 655,265                             |                                 | 395,07                                 |       |
| 6      | 65                       | 1,3                                 | 0,4                          | 33,8                                | 1                               | 84,5                                   | 3     |
| 7      | 65                       | 1,3                                 | 0,4                          | 33,8                                | 1                               | 84,5                                   | 3     |
| 8      | 65                       | 1,4                                 | 1                            | 91                                  | 0,6                             | 54,6                                   | 3     |
| 9      | 104                      | 1,4                                 | 1                            | 145,6                               | 0,6                             | 87,36                                  | 3     |
| Всього |                          |                                     |                              | 258,57                              |                                 | 233,22                                 |       |
| 10     | 409,5                    | 1,4                                 | 1                            | 573,3                               | 1                               | 573,3                                  | 4     |

|        |       |     |     |         |     |         |   |
|--------|-------|-----|-----|---------|-----|---------|---|
| 11     | 409,5 | 1,4 | 1   | 573,3   | 1   | 573,3   | 4 |
| 12     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 1   | 91      | 4 |
| 13     | 162,5 | 1,3 | 0,4 | 84,5    | 1   | 211,25  | 4 |
| 14     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 0,6 | 54,6    | 4 |
| ВсЬОГО |       |     |     | 1201,14 |     | 1127,59 |   |
| 15     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 5 |
| 16     | 40,95 | 1,4 | 1   | 57,33   | 0,6 | 34,398  | 5 |
| 17     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 1   | 91      | 5 |
| 18     | 409,5 | 1,3 | 0,4 | 212,94  | 1   | 532,35  | 5 |
| 19     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 5 |
| ВсЬОГО |       |     |     | 364,54  |     | 620,061 |   |
| 20     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 6 |
| 21     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 0,6 | 54,6    | 6 |
| 22     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 6 |
| 23     | 40,95 | 1,3 | 0,4 | 21,294  | 1   | 53,235  | 6 |
| 24     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 6 |
| 25     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 0,6 | 54,6    | 6 |
| 26     | 40,95 | 1,4 | 1   | 57,33   | 0,6 | 34,398  | 6 |
| 27     | 104   | 1,3 | 0,4 | 54,08   | 1   | 135,2   | 6 |
| 28     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 6 |
| 29     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 0,6 | 54,6    | 6 |
| 30     | 40,95 | 1,4 | 1   | 57,33   | 0,6 | 34,398  | 6 |
| 31     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 0,6 | 54,6    | 6 |
| 32     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 6 |
| 33     | 162,5 | 1,3 | 0,4 | 84,5    | 1   | 211,25  | 6 |
| 34     | 40,95 | 1,3 | 0,4 | 21,294  | 1   | 53,235  | 6 |
| 35     | 104   | 1,3 | 0,4 | 54,08   | 1   | 135,2   | 6 |
| 36     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 0,6 | 54,6    | 6 |
| 37     | 162,5 | 1,4 | 1   | 227,5   | 0,6 | 136,5   | 6 |
| ВсЬОГО |       |     |     | 1021,2  |     | 1116,69 |   |
| 38     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 7 |
| 39     | 162,5 | 1,4 | 1   | 227,5   | 0,6 | 136,5   | 7 |
| 40     | 162,5 | 1,3 | 0,4 | 84,5    | 1   | 211,25  | 7 |
| 41     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 0,6 | 54,6    | 7 |

|        |       |     |     |         |     |         |   |
|--------|-------|-----|-----|---------|-----|---------|---|
| 42     | 104   | 1,4 | 1   | 145,6   | 0,6 | 87,36   | 7 |
| Всього |       |     |     | 495,04  |     | 430,658 |   |
| 43     | 162,5 | 1,3 | 0,4 | 84,5    | 1   | 211,25  | 8 |
| 44     | 40,95 | 1,4 | 1   | 57,33   | 1   | 57,33   | 8 |
| 45     | 65    | 1,4 | 1   | 91      | 0,6 | 54,6    | 8 |
| 46     | 104   | 1,4 | 1   | 145,6   | 0,6 | 87,36   | 8 |
| 47     | 162,5 | 1,3 | 0,4 | 84,5    | 1   | 211,25  | 8 |
| 48     | 65    | 1,3 | 0,4 | 33,8    | 1   | 84,5    | 8 |
| Всього |       |     |     | 422,221 |     | 529,718 |   |

Розрахуємо навантаження для лінії 1:

Для денного максимуму:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (54,08) \times 0,85 = 45,968 \text{ кВт.}$$

Для вечірнього максимуму:

$$P_{\partial(0-1)}^{(1)} = (135,2) \times 0,75 = 101,4 \text{ кВт.}$$

Для наступних ліній розрахунки проводимо аналогічно

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 - Розрахункові денні та вечірні навантаження на ділянках лінії

10 кВ.

| Номер лінії | Навантаження ,кВт |         |
|-------------|-------------------|---------|
|             | денне             | вечірнє |
| Лінія 1     | 45,968            | 101,4   |
| Лінія 2     | 655,265           | 395,07  |
| Лінія 3     | 258,57            | 233,22  |
| Лінія 4     | 1201,14           | 1127,59 |
| Лінія 5     | 364,54            | 620,061 |
| Лінія 6     | 1021,2            | 1116,69 |
| Лінія 7     | 495,04            | 430,658 |
| Лінія 8     | 422,221           | 529,718 |
| Всього      | 4538,444          | 4554,4  |

### 2.1.2 Розрахунок навантаження мережі напругою 35 кВ.

Розрахункові навантаження мереж напругою 35...110 кВ визначають за результатами навантажень мережі 10 кВ, або виходячи з існуючого навантаження трансформаторних підстанцій 35...110/10 кВ і коефіцієнтів їх росту з врахуванням нових великих споживачів. Відомості про навантаження підстанцій 35/10 кВ які живляться від РТП 110/35/10 м. Віньківці заносимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4- Навантаження РТП сторони 35кВ.

| Номер підстанції | Місце знаходження т-рів ТР-35/10 кВ | Встановлена потужність т-рів ТП, кВА. | Характеристика навантаження | Максимальне розрахункове навантаження кВт. |
|------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------|
| 1                | Дашківці                            | 4000                                  | Змішане                     | 2600                                       |
| 2                | Охримівці                           | 1600                                  | Змішане                     | 1040                                       |
| 3                | Зіньків                             | 2500                                  | Змішане                     | 1625                                       |

На шинах ТП двічі на добу виникають максимальні навантаження — денний і вечірній максимуми ( $P_d$  і  $P_e$ ).

Сума розрахункових навантажень на вводах до споживачів або на шинах трансформаторних підстанцій проводиться із врахуванням коефіцієнта одночасності. Для трансформаторних підстанцій напругою 35..100 кВ  $k_o = 0.9$

Розрахункове навантаження визначаємо по формулах:

$$P_{\partial} = P_m \times K_p \times K_{\partial} \quad (2.4)$$

$$P_{\epsilon} = P_m \times K_p \times K_{\epsilon} \quad (2.5)$$

де  $P_m$  — максимальне навантаження, кВт (табл. 2.1);

$K_p$  — коефіцієнт росту навантаження;

$K_{\partial}, K_{\epsilon}$  — коефіцієнт участі відповідно в денному і вечірньому максимумах, які дорівнюють:

а) для виробничих споживачів —  $K_{\partial} = 1,0$ ;  $K_{\epsilon} = 0,6$ .

б) для змішаного навантаження —  $K_{\partial} = K_{\epsilon} = 1,0$ .

в) для комунально-побутових споживачів —  $K_{\partial} = 0,4$ ,  $K_{\epsilon} = 1,0$ . [6,120]

Коефіцієнт росту навантаження  $K_p$  на сьомий розрахунковий рік, відповідно до виду споживача [6,120]:

1. Комунально – побутові -  $K_p = 1,3$ ;
2. Виробничі -  $K_p = 1,4$ ;
3. Змішані -  $K_p = 1,4$ .

[9] [17]

Розрахункові дані денних та вечірніх навантажень заносимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5- Розрахункові дані денних та вечірніх навантажень.

| № п.п | Максимальне навантаження кВт. | Коефіцієнт росту навантаження $K_p$ | Коефіцієнт денного тах $K_d$ | Розрахунок денного тах $P_d$ , кВт. | Коефіцієнт вечірнього тах $K_e$ | Розрахунок вечірнього тах $P_e$ , кВт. |
|-------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------|
|       | 2600                          | 1,4                                 | 1                            | 3640                                | 1                               | 3640                                   |
|       | 1040                          | 1,4                                 | 1                            | 1456                                | 1                               | 1456                                   |
|       | 1625                          | 1,4                                 | 1                            | 2275                                | 1                               | 2275                                   |

Визначаємо сумарне навантаження трансформаторних підстанцій 35 кВ.

$$P_d = \sum P_d \times k_o$$

$$P_e = \sum P_e \times k_o$$

$$P_z = P_d = P_e = (1456 + 3360 + 2275) \times 1,4 = 9927,4 \text{ кВт.}$$

### 2.1.3 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів

Для визначення сумарної потужності РТП підсумовуємо денні і вечірні навантаження ліній найбільш навантажених ділянок відхідних ліній 10 кВ. з урахуванням коефіцієнта одночасності. Якщо навантаження відрізняються більш як в чотири рази, то використовуємо метод добавок. [11]

$$P_{dРТП} = 4538,444 \text{ кВт.}$$

$$P_{eРТП} = 4554,4 \text{ кВт.}$$

Повна потужність на шинах РТП 10 кВ.:

$$S_{dРТП} = P_{dРТП} / \cos \varphi_d; S_{eРТП} = P_{eРТП} / \cos \varphi_e \quad (2.6)$$

де  $\cos \varphi_d = 0,8$ ;  $\cos \varphi_e = 0,83$  - коефіцієнти потужності Тп -10/0,4 кВ, по табл. 33[6,119].

$$S_{\text{ортп}} = 4538,444 / 0,8 = 5673,055 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{вртп}} = 4554,4 / 0,83 = 5487,23 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатор по більшій потужності в даному випадку  
це  $S_{\text{ортп}} = 5673,055 \text{ кВА}$

Так як РТП м. Вінківці є двотрансформаторною з номінальною потужністю трансформаторів ( Т1- ТДН-10000/110; Т2-ТДН-10000/110) повністю відповідає вимогам споживачів, то на даній підстанції трансформатори міняти не доцільно. [6]

#### **2.1.4 Розрахунок струмів короткого замикання**

Так як трансформатори 110 кВ мають автоматичні регулятори напруга (РПН), мета якого підтримувати на шинах нижчої напруги (НН) трансформатора номінальну напругу при експлуатаційних змінах напруги на стороні вищої напруги (ВН).

Для таких трансформаторів додатково необхідно мати значення діапазону регулювання напруги і напруги короткого замикання  $U_k\%$ , відповідні крайнім положенням РПН.

При зменшенні коефіцієнта трансформації опір  $X_{Tr}$  зменшується в порівнянні з середнім його значенням; при збільшенні коефіцієнта трансформації - збільшується.

Таблиця 2.6- Номінальні напруги трансформаторів

| Потужність<br>МВ А | Напруга<br>кВ | ВН-НН          |     | ВН-СН UK |  | СН-НН UK |  |
|--------------------|---------------|----------------|-----|----------|--|----------|--|
|                    |               | U <sub>к</sub> | (%) | (%)      |  | (%)      |  |
| 10,0               | 96, 6         | 17,68          |     | 10,75    |  | 6, 5     |  |
|                    | 115           | 17,70          |     | 10,70    |  |          |  |
|                    | 126           | 18,41          |     | 11,25    |  |          |  |

Розрахунки всіх релейних захистів підстанцій починаються з розрахунків струмів короткого замикання (трифазних та двофазних) на відповідних ділянках цих підстанцій (відповідно для кожного захисту).

Проведемо розрахунок струмів КЗ підстанції 110/35/10 кВ “Віньківці”.

Для проводів доводиться рахувати активні та реактивні опори. В омах активний опір визначаємо за довідником становить[8]:

Таблиця 2.7 - Опори проводів.

| Марка<br>провода | Опір<br>Ом/км |
|------------------|---------------|
| АС -185          | 0,157         |
| АС -120          | 0,27          |
| АС -95           | 0,33          |
| АС -50           | 0,65          |
| А-50             | 0,64          |

Зведений активний опір лінії зводиться до базисної напруги. Базисна напруга  $U_b$  вибирається довільно. Зазвичай за базисну напругу береться  $U_{ном}$  одному із ступенів трансформації (таб. 2.6). Перерахунок параметрів проводиться по формулах:

$$R_b = R_l \times \left(\frac{U_b}{U_{cp}}\right)^2$$

де:

$$U_b = 115 \text{ В}$$

$$U_{cp} = 110 \text{ В}$$

Індуктивні опори повітряних ліній беремо за їхнім середнім значенням для повітряних ліній 6-220 кВ становить 0.4 Ом/км [11].

Індуктивний опір лінії зведений до базисної напруги становить:

$$X_b = X_l \times \left(\frac{U_b}{U_{cp}}\right)^2$$

Повний результуючий опір становить:

$$Z_p = \sqrt{R_p^2 + X_p^2}$$

Результати опорів лінії 110 кВ заносимо в таблицю 3.3

Таблиця 2.8- Опори ліній електропередач

| Пункт        | Марка<br>провода | Пелеріз<br>S <sup>2</sup> | Довжина<br>км | Загальний<br>опір<br>Ом |
|--------------|------------------|---------------------------|---------------|-------------------------|
| Хмельницький |                  |                           |               |                         |
| Ярмолинці    | АС               | 185                       | 23,8          | 3,7366                  |
| Вінківці     | АС               | 185                       | 24,1          | 3,7837                  |

Зведені активний та реактивний опори до базисних напруг заносимо в таблицю 3.4

Таблиця 2.9- Зведені опори ліній електропередач.

| Пункт        | Ub=96.6 кВ |         |         | Ub=115 кВ |          |        |
|--------------|------------|---------|---------|-----------|----------|--------|
|              | Rb         | Xb      | Z       | Rb        | Xb       | Z      |
| Хмельницький |            |         |         |           |          |        |
| Ярмолинці    | 2,8816     | 8,36029 | 8,8429  | 4,084     | 10,405   | 11,17  |
| Віньківці    | 2,918      | 7,434   | 7,98    | 4,13549   | 10,5362  | 11,318 |
| Всього       | 5,799      | 15,794  | 16,8295 | 8,21950   | 20,94140 | 22,496 |

Розрахуємо опори на шинах силових трансформаторів підстанції “Віньківці”. Для цього використаємо схему заміщення, що зображена на рисунку 2.2,б.

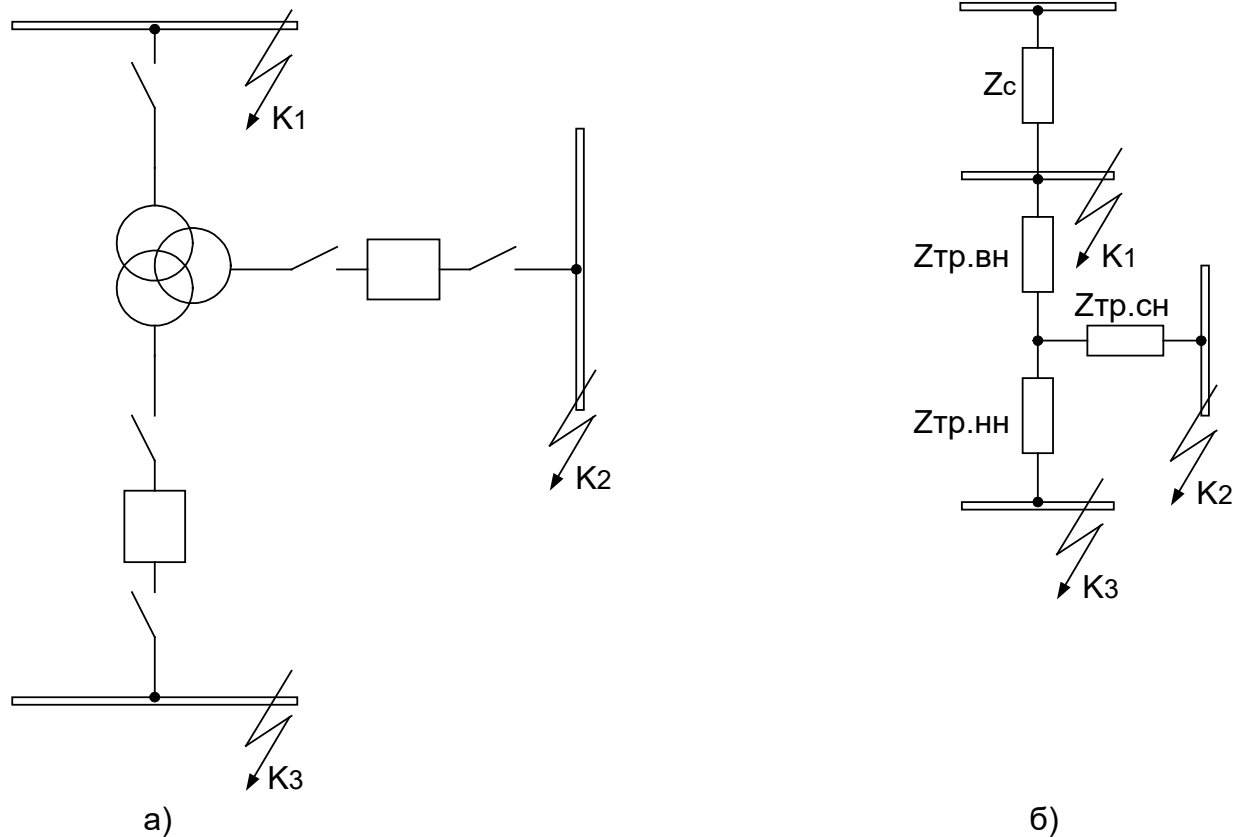


Рис. 2.2 – Схема електричних з'єднань силового трансформатора (а) та її схема заміщення (б).

Розрахуємо опір трансформатора при нормальному режимі роботи  $U_{\phi} = 115 \text{ кВ}$ .

Так як активний опір трансформатора порівняно з реактивним дуже малий і ррівний 3,0-4,5% від реактивного, і майже не впливає на величину загального опору, то приймаємо його рівним 3,5% від реактивного [13].

Опори трансформатора розраховуються за формулами:

$$\begin{cases} U_{K3.BH} = \frac{1}{2}(U_{K3.BH-CH} + U_{K3.BH-HH} - U_{K3.CH-HH}) = \frac{1}{2}(10,7 + 17,7 - 6,5) = 11.225\%; \\ U_{K3.CH} = \frac{1}{2}(U_{K3.BH-CH} - U_{K3.BH-HH} + U_{K3.CH-HH}) = \frac{1}{2}(10,7 - 17,7 + 6,5) = -0,525\%; \\ U_{K3.HH} = \frac{1}{2}(-U_{K3.BH-CH} + U_{K3.BH-HH} + U_{K3.CH-HH}) = \frac{1}{2}(-10,7 + 17,7 + 6,5) = 6.475\%; \end{cases} \quad (2.7)$$

$$\begin{cases} X_{TP.BH} = \frac{U_{K3.BH} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{TP.ном}} = \frac{11.225 \cdot 115^2}{100 \cdot 10,0} = 148.359 \text{ Ом}; \\ X_{TP.CH} = \frac{U_{K3.CH} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{TP.ном}} = \frac{-0,525 \cdot 115^2}{100 \cdot 10,0} = -6.886 \text{ Ом}; \\ X_{TP.HH} = \frac{U_{K3.HH} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{TP.ном}} = \frac{6.475 \cdot 115^2}{100 \cdot 10,0} = 85.421 \text{ Ом}; \end{cases} \quad (2.8)$$

$$\begin{cases} R_{TP.BH} = 0,035 \cdot X_{TP.BH} = 5.167 \text{ Ом}; \\ R_{TP.CH} = 0,035 \cdot X_{TP.CH} = -0,233 \text{ Ом}; \\ R_{TP.HH} = 0,035 \cdot X_{TP.HH} = 2,939 \text{ Ом}; \end{cases} \quad (2.9)$$

Знайдемо тепер опори плеч ВН-СН і ВН-НН трансформатора:

$$\begin{cases} R_{TP.BH-CH} = R_{TP.BH} + R_{TP.CH} = 5.167 - 0,233 = 4,934 \text{ Ом}; \\ R_{TP.BH-HH} = R_{TP.BH} + R_{TP.HH} = 5.167 + 2.939 = 8.106 \text{ Ом}; \\ X_{TP.BH-CH} = X_{TP.BH} + X_{TP.CH} = 148,359 - 6,886 = 141,473 \text{ Ом}; \\ X_{TP.BH-HH} = X_{TP.BH} + X_{TP.HH} = 148,359 + 85,421 = 233,780 \text{ Ом}; \end{cases}$$

Опори трансформатора Т2 які розраховуються аналогічно.

Усі розраховані величини зводяться в табл.2.10.

Таблиця 2.10 – Опори силових трансформаторів підстанції “Віньківці”

| Тр-р | Шина | UK3, % | XTP, Ом | RTP, Ом |
|------|------|--------|---------|---------|
| T1   | ВН   | 11,225 | 148,359 | 5,176   |
|      | СН   | -0,525 | -6,886  | -0,233  |
|      | НН   | 6,475  | 85,421  | 3,11    |
| T2   | ВН   | 10,85  | 143,25  | 4,334   |
|      | СН   | -0,65  | -8,58   | -0,49   |
|      | НН   | 6,34   | 84,29   | 3,6     |

Трансформатор Т1 повний опір системи на шинах ВН в нормальному режимі:

$$Z_C = \sqrt{R_C^2 + X_C^2} = \sqrt{8,21^2 + 20,94^2} = 22,4 \text{ Ом}; \quad (2.10)$$

Повний опір системи на шинах СН в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} Z_{CH} &= \sqrt{(R_C + R_{TP.BH-CH})^2 + (X_C + X_{TP.BH-CH})^2} = \\ &= \sqrt{(8,21 + 4,95)^2 + (20,94 + 141,5)^2} = 192,9 \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (2.11)$$

Повний опір системи на шинах НН в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} Z_{HH} &= \sqrt{(R_C + R_{TP.BH-HH})^2 + (X_C + X_{TP.BH-HH})^2} = \\ &= \sqrt{(8,21 + 8,19)^2 + (20,94 + 234)^2} = 273,2 \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (2.12)$$

Визначимо перехідні коефіцієнти:

$$\begin{cases} K_{CH} = \frac{U_{\delta.BH}^2}{U_{\delta.CH}^2} = \frac{115^2}{38,5^2} = 8,9; \\ K_{HH} = \frac{U_{\delta.BH}^2}{U_{\delta.HH}^2} = \frac{115^2}{11^2} = 109,298; \end{cases}$$

Тепер, маючи усі необхідні величини, можемо розрахувати струми КЗ трансформатора Т1. Прийнемо для розрахунків нормальний режим живлення підстанції.

Струми КЗ на шинах 110 кВ ( $U_{\delta} = 115 \text{ кВ}$ ):

$$\begin{cases} I_{K3.BH}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_C} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 22,4} = 1297,75 \text{ А}; \\ I_{K3.BH}^{(2)} = I_{K3.BH}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1298 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1123,98 \text{ А}; \end{cases} \quad (2.13)$$

Струми КЗ на шинах 35 кВ ( $U_6 = 115$  кВ):

$$\begin{cases} I_{КЗ.СН}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{СН}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 109,26} = 348,77 \text{ A}; \\ I_{КЗ.СН}^{(2)} = I_{КЗ.СН}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 348,77 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 302,199 \text{ A}; \end{cases} \quad (2.14)$$

Струми КЗ на шинах 35 кВ ( $U_6 = 38,5$  кВ):

$$\begin{cases} I_{КЗ.СН}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{СН}} \cdot K_{СН} = \frac{38500}{\sqrt{3} \cdot 190,26} \cdot 8,9 = 1039,76 \text{ A}; \\ I_{КЗ.СН}^{(2)} = I_{КЗ.СН}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1039,76 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 900,51 \text{ A}; \end{cases}$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ( $U_6 = 115$  кВ):

$$\begin{cases} I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{НН}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 238,17} = 234,57 \text{ A}; \\ I_{КЗ.НН}^{(2)} = I_{КЗ.НН}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 234,5 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 203,13 \text{ A}; \end{cases} \quad (2.15)$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ( $U_6 = 11$  кВ):

$$\begin{cases} I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{НН}} \cdot K_{НН} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 283,17} \cdot 109,298 = 2451,21 \text{ A}; \\ I_{КЗ.НН}^{(2)} = I_{КЗ.НН}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2451,35 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2122,78 \text{ A}; \end{cases} \quad (2.16)$$

Аналогічно розраховуємо струми КЗ трансформатора Т2 Дані розрахунків заносимо в таблицю 3.6.

Таблиця 2.11 - Струми КЗ РТП 110/35/10кВ. Вінниківці.

| Тр-р | Шина | Струм     | U6.ВН    | U6.СН   | U6.НН   |
|------|------|-----------|----------|---------|---------|
| Т1   | ВН   | I(3)КЗ, А | 1297,75  | -       | -       |
|      |      | I(2)КЗ, А | 1123,98  | -       | -       |
|      | СН   | I(3)КЗ, А | 348,77   | 1039,76 | -       |
|      |      | I(2)КЗ, А | 302,199  | 900,51  | -       |
|      | НН   | I(3)КЗ, А | 234,57   | -       | 2451,21 |
|      |      | I(2)КЗ, А | 203,13   | -       | 2122,78 |
| Т2   | ВН   | I(3)КЗ, А | 1304,333 | -       | -       |
|      |      | I(2)КЗ, А | 1154,597 | -       | -       |
|      | СН   | I(3)КЗ, А | 362,889  | 1072,91 | -       |
|      |      | I(2)КЗ, А | 312,431  | 916,38  | -       |
|      | НН   | I(3)КЗ, А | 234,55   | -       | 2469,32 |
|      |      | I(2)КЗ, А | 213,099  | -       | 2142,59 |

## 2.2 Вибір електротехнічного обладнання

Для визначення ударного струму короткого замикання трансформаторів використовується формула:

$$i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}} \quad (2.17)$$

де:

$i_{\text{уд}}$  — ударний струм короткого замикання, А;

$k_{\text{уд}}$  — ударний коефіцієнт;

$I_{\text{кз}}$  — діюче значення струму короткого замикання, А.

Дані розрахунків заносимо в таблицю:

Таблиця 2.12 - Ударні струми РТП 110/35/10 Вінниківці

| Тр-р | Сторона | $I_{кз}, A$ | $i_{уд}, A$ | $I_{ном}$ |
|------|---------|-------------|-------------|-----------|
| Т1   | ВН      | 1921,2      | 4890,6      | 145,8     |
|      | СН      | 941,5       | 2396,7      | 322,7     |
|      | НН      | 815,2       | 2075,2      | 303,47    |
| Т2   | ВН      | 1921,6      | 4891,6      | 145,6     |
|      | СН      | 733,6       | 1867,4      | 334,6     |
|      | НН      | 514,3       | 1309,2      | 308,9     |

Згідно розрахованих даних проводимо вибір обладнання.

### 2.2.1 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.

Для сторони 10 кВ прийнято вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-20/1000-У2. Вимикач має номінальну напругу 10 кВ, номінальний струм 1000 А та струм відключення 20 кА, що задовольняє умови роботи мережі та перевищує максимальний розрахунковий струм короткого замикання 2,47 кА

Таблиця 2.13 - Технічні дані вимикача типу ВВ/TEL-10 кВ.

| Параметр                                    | Значення                                           |
|---------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Тип вимикача                                | Вакуумний                                          |
| Номінальна напруга                          | 10 кВ                                              |
| Найбільша робоча напруга                    | 12 кВ                                              |
| Номінальний струм                           | 1000 А                                             |
| Номінальний струм відключення               | 20 кА                                              |
| Струм термічної стійкості                   | 20 кА                                              |
| Час протікання струму термічної стійкості   | 3 с                                                |
| Струм електродинамічної стійкості (піковий) | 52 кА                                              |
| Відсоток аперіодичної складової             | 40 %                                               |
| Повний час відключення                      | $\leq 25$ мс                                       |
| Власний час відключення                     | $\leq 15$ мс                                       |
| Власний час включення                       | $\leq 70$ мс                                       |
| Механічний ресурс                           | 50000 циклів ВО                                    |
| Електричний опір головного кола             | $\leq 40$ мкОм                                     |
| Маса                                        | $\approx 39$ кг                                    |
| Термін служби                               | 25 років                                           |
| Робоча температура                          | від $-40^{\circ}\text{C}$ до $+50^{\circ}\text{C}$ |
| Частота мережі                              | 50 Гц                                              |
| Виконання                                   | У2                                                 |

### 2.2.2 Вибір вимикачів сторони 35 кВ

Для сторони 35 кВ РТП 110/35/10 кВ вибрано вакуумний вимикач типу ВР35NS-40/1250. Номінальна напруга вимикача становить 35 кВ, номінальний струм — 1250 А, номінальний струм відключення — 20 кА. Вибраний вимикач забезпечує надійну роботу електроустановки та задовольняє умови термічної й електродинамічної стійкості при максимальному розрахунковому струмі короткого замикання 1,07 кА.

Таблиця 2.14 - Технічні характеристики вимикача ВБНК-35-1600-20 У1

| Параметр                      | Значення          |
|-------------------------------|-------------------|
| Тип вимикача                  | Вакуумний         |
| Номінальна напруга            | 35 кВ             |
| Найбільша робоча напруга      | 40,5 кВ           |
| Номінальний струм             | 1250 А            |
| Номінальний струм відключення | 20 кА             |
| Номінальний струм включення   | 50 кА             |
| Струм термічної стійкості     | 20 кА             |
| Час термічної стійкості       | 3 с               |
| Повний час відключення        | $\leq 60$ мс      |
| Власний час відключення       | $\leq 20$ мс      |
| Механічний ресурс             | 30000 циклів      |
| Номінальна частота            | 50 Гц             |
| Тип приводу                   | Пружинно-моторний |
| Маса                          | $\approx 280$ кг  |
| Термін служби                 | 25 років          |
| Категорія розміщення          | У1                |

### 2.2.3 Вибір вимикачів сторони 110 кВ.

Для сторони 110 кВ РТП 110/35/10 кВ вибрано елегазовий вимикач типу ВГТ-110. Вимикач має номінальну напругу 110 кВ, номінальний струм 2000 А та струм відключення 31,5 кА. Вибраний вимикач відповідає умовам роботи мережі та забезпечує термічну й електродинамічну стійкість при максимальному розрахунковому струмі короткого замикання 1,31 кА.

Таблиця 2.15 - Технічні дані вимикача типу ВГТ-110

| Параметр                       | Значення          |
|--------------------------------|-------------------|
| Тип вимикача                   | Елегазовий (SF6)  |
| Номінальна напруга             | 110 кВ            |
| Найбільша робоча напруга       | 123 кВ            |
| Номінальний струм              | 2000 А            |
| Номінальний струм відключення  | 31,5 кА           |
| Номінальний струм включення    | 80 кА             |
| Струм термічної стійкості      | 31,5 кА           |
| Тривалість термічної стійкості | 3 с               |
| Час відключення                | $\leq 40$ мс      |
| Час включення                  | $\leq 100$ мс     |
| Тип приводу                    | Пружинний         |
| Номінальна частота             | 50 Гц             |
| Робочий тиск SF6               | 0,7 МПа           |
| Механічний ресурс              | 10000 циклів      |
| Термін служби                  | 30 років          |
| Кліматичне виконання           | У1                |
| Маса                           | $\approx 1400$ кг |

## 2.2.4 Вибір трансформаторів струму

По напрузі і розрахунковому струму вибираємо трансформатори струму сторони 10 кВ. ТЛМ-10-2

Таблиця 2.16 — Каталожні дані трансформаторів струму

| Тип трансформатора | Номинальна напруга, кВ | Номинальний первинний струм, А | Клас точності сердечників | Електродинамічна стійкість, кА | Термічна стійкість/доп. час кА/с | Характеристики сердечників (клас точності) | Вторинне навантаження, Ом |
|--------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------------|--------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------|
| ТЛМ-10-2           | 10                     | 1000                           | 0,5/10 Р                  | 81                             | 35,1/1                           | 1                                          | 30                        |

Таблиця 2.17 — Дані приладів

| Найменування приладу                               | Тип                | Клас точності | Споживана потужність (струму) | Споживана потужність (напруга) |
|----------------------------------------------------|--------------------|---------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Амперметр                                          | Э-351              | 1,5           | 0,5                           | -                              |
| Лічильник активної енергії для 3-х проводних кіл   | СЕТ 3а – 0,1 – 0,1 | 2             | 2,5                           | 1,5                            |
| Лічильник реактивної енергії для 3-х проводних кіл | СЭТ 3р – 0,1 – 0,8 | 2             | 2,5                           | 3                              |

## Розрахунки трансформаторів струму

Теплова та електродинамічна стійкість:

Термічна:  $I_y < I_{дин}$

Електродинамічна:  $I_y < I_{дин}$

Для 10 кВ:  $I_y = 81 < I_{дин} = 36,1 \text{ кА}$

Вторинне навантаження:

$$Z_2 \leq Z_{2\_ном}, Z_2 \approx R_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_k \quad (2.18)$$

де:

$R_{приб}$  — опір приладів

$R_{пров}$  — опір проводів

$R_k = 0,1 \text{ Ом}$  — опір контактів

Розрахункова довжина дроту при неповній зірці:

$$I_p = 1,73 \cdot I = 1,73 \cdot 25 = 43,3 \text{ м}$$

Перетин алюмінієвих проводів:  $S = 4 \text{ мм}^2$

$$Z_2 \approx R_2 = 0,22 + 0,1 + 29,68 = 30 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = Z_{2\_ном} = 30 \text{ Ом}$$

[26]

Таблиця 2.18 — Вибрані трансформатори струму

| Місце установки | Шина | Номинальна напруга, кВ | Клас точності | Тип трансформатора струму |
|-----------------|------|------------------------|---------------|---------------------------|
| T1, T2          | ВН   | 110                    | 0,2           | ТФЗМ-110Б-I - 0,5/10P/10P |
| T1, T2          | СН   | 35                     | 0,6           | ТФЗМ-35Б-I - 0,5/10P/10P  |
| T1, T2          | НН   | 10                     | 1             | ТЛМ-10-2/0,5/10P          |

### 2.2.5 Вибір ОПН сторони 110 кВ

Вибір ОПН на стороні 110 кВ проводиться за такими умовами:

Тривала робоча напруга ОПН повинна перевищувати фазну напругу підстанції, щоб забезпечити безпечну роботу в штатному режимі. Для підстанції 110 кВ приймаємо:

$$U_{\text{тр}} = 110 \text{ кВ}$$

Амплітуда імпульсного струму, який ОПН повинен витримувати, приймається

$$I_{\text{імп}} = 5 \text{ кА} :$$

Амплітуда струму при ввімкненні обладнання:

$$I_{\text{комут}} = 500 \text{ А}$$

[16]

Таблиця 2.19 - **Вибраний тип ОПН**

| Параметр                            | Значення       |
|-------------------------------------|----------------|
| Тип ОПН                             | ОПН-110/100-10 |
| Тривала робоча напруга, кВ          | 110            |
| Напруга спрацювання по імпульсу, кВ | 100            |
| Максимальний імпульсний струм, кА   | 10             |

### **Перевірка ОПН за умовами**

За тривалою робочою напругою:

$$U_{\text{тр}} > U_{\text{фазна}} (110 \text{ кВ} > 100 \text{ кВ})$$

За амплітудою імпульсного струму:

$$I_{\text{імп}} < I_{\text{ном}} (5 \text{ кА} < 10 \text{ кА})$$

За амплітудою комутаційного струму:

$$I_{\text{комут}} < I_{\text{доп}} (500 \text{ А} < 10 \text{ кА})$$

### **2.2.6 Вибір ОПН сторони 35 кВ**

Вибір ОПН на стороні 35 кВ проводиться за такими умовами:

Тривала робоча напруга:

Тривала робоча напруга ОПН повинна перевищувати фазну напругу підстанції.

Для підстанції 35 кВ приймаємо:

$$U_{\text{тр}} = 35 \text{ кВ}$$

Амплітуда імпульсних струмів:

Амплітуда імпульсного струму, який ОПН повинен витримувати:

$$I_{\text{імп}} = 10,5 \text{ кА}$$

Амплітуда комутаційного струму:

Амплітуда струму при ввімкненні обладнання:

$$I_{\text{комут}} = 500 \text{ А (аналогічно стороні 110 кВ)}$$

**Таблиця 2.20 – Технічні характеристики ОПН**

| Параметр                            | Значення         |
|-------------------------------------|------------------|
| Тип ОПН                             | ОПН-У-35/38,5-10 |
| Тривала робоча напруга, кВ          | 35               |
| Напруга спрацювання по імпульсу, кВ | 38,5             |
| Максимальний імпульсний струм, кА   | 10               |

Перевірка ОПН за умовами

За тривалою робочою напругою

$$U_{\text{тр}} > U_{\text{фазна}} (35 \text{ кВ} > 30 \text{ кВ})$$

За амплітудою імпульсного струму

$$I_{\text{імп}} < I_{\text{ном}} (10,5 \text{ кА} < 10 \text{ кА} \text{ — перевірити відповідність})$$

За амплітудою комутаційного струму

$$I_{\text{комут}} < I_{\text{доп}} (500 \text{ А} < 10 \text{ кА})$$

### 2.2.7 Вибір ОПН сторони 10 кВ

Вибір ОПН на стороні 10 кВ проводиться за такими умовами:

Тривала робоча напруга:

Визначається, виходячи з часу ліквідації замикання однієї з фаз на землю.

Приймається час ліквідації  $t = 2$  год, при якому поправочний коефіцієнт:

$$k = 1,22$$

Тривала робоча напруга ОПН:

$$U_{\text{тр}} = 10 \text{ кВ}$$

Амплітуда імпульсних струмів:

Амплітуда імпульсного струму, який ОПН повинен витримувати:

$$I_{\text{імп}} = 10 \text{ кА}$$

Амплітуда комутаційного струму:

Амплітуда струму при ввімкненні обладнання:

$$I_{\text{комут}} = 500 \text{ А}$$

Таблиця 2.21- Технічні характеристики ОПН

| Параметр                            | Значення         |
|-------------------------------------|------------------|
| Тип ОПН                             | ОПН-Т-10/10,5-10 |
| Тривала робоча напруга, кВ          | 10               |
| Напруга спрацювання по імпульсу, кВ | 10,5             |
| Максимальний імпульсний струм, кА   | 10               |

Перевірка ОПН за умовами

За тривалою робочою напругою:

$$U_{\text{тр}} > U_{\text{фазна}} (10 \text{ кВ} > 9 \text{ кВ})$$

За амплітудою імпульсного струму:

$$I_{\text{імп}} < I_{\text{ном}} (10 \text{ кА} \leq 10 \text{ кА})$$

За амплітудою комутаційного струму:

$$I_{\text{комут}} < I_{\text{доп}} (500 \text{ А} < 10 \text{ кА})$$

## РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ

### 3.1 Вибір релейного захисту

Захист ліній 110 кВ вибираємо на базі пристрою БЕМП-ДЗТ (Додаток лист 4), які призначені для використання на електричних станціях і підстанціях з постійним оперативним струмом і виконують функції основного і резервного захисту, автоматики, управління і сигналізації силових знижувальних трансформаторів з вищим напругою 220, 110, 35 кВ і номінальною потужністю 6300 кВА і більш. Пристрої монтуються в шафах, панелях РЗА внутрішньої установки.

Позначення пристрою відбивається в структурі умовного позначення, приведений нижче БКЖІ.656326.036-02 РЕ

Пристрій формує дії, що управляють, для схем вторинної комутації реалізації функцій захист і автоматики, залежно від первинних параметрів підконтрольного об'єкту.

Для виконання функцій захисту, автоматики і сигналізації пристрій має наступні вимірювальні органи:

- ВО ДЗТ, що складається з ДТО, включеною на диференціальні струми фаз, і диференційного захисту з гальмуванням і блокуванням по 2-ій гармоніці;

- ВО обриву кіл ТС, що складається з 3 реле струму, включених на диференціальні струми фаз для контролю струмів небалансу;

- 1 мінімальне реле напруги, включене на лінійну напругу сторони НН і

призначене для формування сигналу пуску МТЗ і контролю справності кіл напруги;

- 1 максимальне реле напруги, включене на напругу зворотної послідовності сторони НН і призначене для формування сигналу пуску МТЗ і контролю справності кіл напруги;

- 1 мінімальне реле напруги, включене на лінійну напругу сторони НН і 1 реле струму, включене на фазні струми сторони ВН, призначених для формування сигналу блокування пристрою РПН;
- ВО МТЗ, що складається з 4 реле струму, включених на фазні струми сторін ВН, НН;
- ВО автоматики охолодження і перевантаження, що складається з 4 реле струму, включених на струми сторін ВН, НН;
- ВО УРОВ, що складається з 1 реле струму, включеного на фазні струми сторони ВН;
- ІО ТЗНП, що складається з 1 реле струму, включеного на струм нульової послідовності сторони ВН.

Пристрої призначені для роботи в наступних умовах:

- номінальні значення кліматичних чинників виконання УХЛ4, О4 по ГОСТ 15150 і ГОСТ 15543.1;
- верхнє граничне робоче значення температури довколишнього повітря плюс 55 °С;
- нижнє граничне значення температури довколишнього повітря мінус 20 °С (без випадення інія і роси) для виконання УХЛ4 і мінус 5 °С (без випадання інею і роси) для виконання О4;
- висота над рівнем моря не більше 2000 м із зниженням електричної міцності воздухашливих проміжків при перевищенні цієї висоти згідно ГОСТ 15150;
- верхнє значення відносної вологості повітря не більше 80 % при плюс 25 °С, без конденсації вологи, для виконання УХЛ4 і не більше 98 % при плюс 35 °С, без конденсації вологості, для виконання О4;
- довкілля невибухонебезпечне, таке, що не містить струмопровідного і абразивного пилу у концентраціях, що знижують параметри пристрою в

недопустимих межах, що не містить струмопровідні або хімічно активні гази, випари і осідання, руйнівні ізоляцію і метали (атмосфера типу II по ГОСТ 15150).

Місце установки пристроїв має бути захищене від попадання бризок води, масел емульсій, а також від прямої дії сонячної радіації. Пристрої в кліматичному виконанні О4 стійкі до поразки плісневими грибами.

Робоче положення пристроїв в просторі - вертикальне з відхиленням від робочого положення до  $5^\circ$  в будь-яку сторону.

Номінальне робоче значення механічних зовнішніх впливаючих чинників по ГОСТ 17516.1 для групи механічного виконання М7, при цьому:

- вібраційні навантаження в діапазоні частот від 0,5 до 15 Гц з максимальним прискоренням 3g, в діапазоні від 16 до 100 Гц з максимальним прискоренням 1g (по ГОСТ 16962.2 і ГОСТ 20.57.406);

Струми сторін формуються на базі вторинних струмів вимірювальних трансформаторів струму з врахуванням операції цифровий трикутник (якщо вона необхідна) і вирівнювання по амплітуді. При відключеній функції цифрового трикутника струми сторін формуються на базі вторинних струмів вимірювальних трансформаторів струму, підключених до пристрою. Схема (Долаток лист 4)

### **3.2 Розрахунок диференційного захисту**

Захист ліній 110 кВ вибираємо на базі пристрою БЕМП-ДЗТ

Розрахунок диференційного захисту силового трансформатора проведемо згідно [14], який полягає в підборі витків гальмівної, робочої та двох урівноважувальних обмоток реле.

Проведемо розрахунок силового трансформатора Т1 підстанції “Вінківці”.

Розрахуємо номінальний струм обмотки ВН силового трансформатора:[19]

$$I_{1BH} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,87 \text{ A}; \quad (3.1)$$

Розрахуємо номінальний струм обмотки СН силового трансформатора:

$$I_{1CH} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 147,3 \text{ A}; \quad (3.2)$$

Розрахуємо номінальний струм обмотки НН силового трансформатора:

$$I_{1HH} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,8 \text{ A}; \quad (3.3)$$

Встановлені на силовому трансформаторі трансформатори струму мають такі коефіцієнти трансформації:

на стороні 110 кВ – 200/5;

на стороні 35 кВ – 600/5;

на стороні 10 кВ – 1000/5;

Розраховуємо струми в обмотках реле, увімкнених у вторинні кола трансформаторів струму:

$$I_{2BH} = \frac{K_{cx.BH}}{n_{T.BH}} \cdot I_{1BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50,87}{200 / 5} = 2,31 \text{ A}; \quad (3.4)$$

$$I_{2CH} = \frac{K_{cx.CH}}{n_{T.CH}} \cdot I_{1CH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 147,3}{600 / 5} = 2,23 \text{ A}; \quad (3.5)$$

$$I_{2HH} = \frac{K_{cx.HH}}{n_{T.HH}} \cdot I_{1HH} = \frac{1 \cdot 524,8}{1000 / 5} = 2,57 \text{ A}; \quad (3.6)$$

де:  $K_{cx}$  – коефіцієнт схеми (у разі з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму в зірку -  $K_{cx} = 1$ , а у випадку з'єднання в трикутник -  $K_{cx} = 1,73$ );

$n_T$  - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Розраховуємо мінімальний первинний струм спрацювання захисту, визначивши при цьому найменшу напругу РПН ВН:

$$U_{BH.min} = 95,9 \text{ кВ};$$

$$I_{1.min} = \frac{S_{TP.H}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH.min}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 95,9} = 59,13 \text{ A}; \quad (3.7)$$

$$I_{C.3} \geq K_{отс} \cdot I_{1.min} = 1,5 \cdot 59,13 = 89,1 \text{ A},$$

де:  $K_{отс}$  – коефіцієнт відсічки. Вибирається в межах  $1,1 \div 1,5$ , в залежності від режиму роботи лінії (навантаження).

Струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{ex}}{n_T} \cdot I_{C.3} = \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 89,1 = 3,87 \text{ A}. \quad (3.8)$$

Розраховуємо число витків робочої обмотки  $W_p$  (сторона 110 кВ):

$$W_{\text{п.розр}} = \frac{100}{I_{\text{с.р}}} = \frac{100}{3,87} = 25,5 \text{ вит}; \quad (3.9)$$

приймаємо  $W_p = 25,5$  вит.

Розраховуємо число витків обмотки  $W_{\text{yp.1}}$  (сторона 35 кВ):

$$W_{\text{розр.1}} = \frac{I_{2.\text{ВН}}}{I_{2.\text{СН}}} \cdot W_p = \frac{2,31}{2,23} \cdot 25,5 = 25,9 \text{ вит};$$

приймаємо  $W_{\text{yp.1}} = 26$  вит.

Розраховуємо число витків обмотки  $W_{\text{yp.2}}$  (сторона 10 кВ):

$$W_{\text{розр.2}} = \frac{I_{2.\text{ВН}}}{I_{2.\text{НН}}} \cdot W_p = \frac{2,31}{2,57} \cdot 26 = 21,3 \text{ вит};$$

приймаємо  $W_{\text{yp.2}} = 22$  вит.

$$\text{Тоді : } I_{\text{с.р.}} = \frac{100}{W_p} = \frac{100}{26} = 3,72 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{n_{\text{т}} \cdot I_{\text{с.р.}}}{K_{\text{сх}}} = \frac{3,72 \cdot 200/5}{\sqrt{3}} = 87,4 \text{ А}.$$

Зробимо перевірку:

$$W_p \cdot I_{2.\text{ВН}} \approx W_{\text{yp.1}} \cdot I_{2.\text{СН}} \approx W_{\text{yp.2}} \cdot I_{2.\text{НН}};$$

$$26 \cdot 2,31 \approx 25 \cdot 2,57 \approx 13 \cdot 4,47;$$

$$56,3 \text{ А} \cdot \text{виток} \approx 56,1 \text{ А} \cdot \text{виток} \approx 56,6 \text{ А} \cdot \text{виток}$$

Зробимо перевірку захисту на чутливість на сторонах 35 і 10 кВ. Струми КЗ в формулах – це трифазні струми КЗ сторін, приведених до ВН в аварійному режимі (взяті з табл.3.3).

$$k_{\text{ч.СН}} = \frac{I_{\text{к.мах}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ.СН}}^{(3)}}{n_{\text{тр}} \cdot I_{\text{с.з}}} = \frac{1,49 \cdot 1038,98}{200/5 \cdot 3,78} = 3,35 > 1,5; \quad (3.10)$$

$$k_{\text{ч.НН}} = \frac{I_{\text{к.маx}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ.НН}}^{(3)}}{n_{\text{тр}} \cdot I_{\text{с.з}}} = \frac{1,5 \cdot 900,33}{200/5 \cdot 3,78} = 2,77 > 1,5; \quad (3.11)$$

Умови виконуються. Захист придатний для використання.

Знаходимо третю складову струмів небалансу. Струми КЗ в формулах – це трифазні струми КЗ сторін, приведених до ВН в нормальному режимі (взяті з табл.3.3).

$$I_{\text{нб.СН}}^{///} = \frac{W_{\text{ур.1}} - W_{\text{розр.1}}}{W_{\text{розр.1}}} \cdot I_{\text{КЗ.СН}}^{(3)} = \frac{25,1 - 25}{25,1} \cdot 1038,77 = 3,89 \text{ А}; \quad (3.12)$$

$$I_{\text{нб.НН}}^{///} = \frac{W_{\text{ур.2}} - W_{\text{розр.2}}}{W_{\text{розр.2}}} \cdot I_{\text{КЗ.НН}}^{(3)} = \frac{22 - 21,3}{21,3} \cdot 2449 = 9,71 \text{ А}; \quad (3.13)$$

Знаходимо загальні струми небалансу:

$$I_{\text{нб}\Sigma.\text{СН}} = I_{\text{нб.СН}} + I_{\text{нб.СН}}^{///} = 97,47 + 3,89 = 102,31 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб}\Sigma.\text{НН}} = I_{\text{нб.НН}} + I_{\text{нб.НН}}^{///} = 57,41 + 9,71 = 67,11 \text{ А};$$

Розраховуємо гальмівну обмотку диференційного реле:

$$W_{\text{розр.т.СН}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{нб}\Sigma.\text{СН}} \cdot W_{\text{розр.1}}}{0,87 \cdot I_{\text{КЗ.СН}}^{(3)}} = \frac{1,5 \cdot 102,41 \cdot 25,3}{0,85 \cdot 344,7} = 12,8 \text{ вит}; \quad (3.14)$$

$$W_{\text{розр.т.НН}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{нб}\Sigma.\text{СН}} \cdot W_{\text{розр.2}}}{0,87 \cdot I_{\text{КЗ.НН}}^{(3)}} = \frac{1,5 \cdot 67,11 \cdot 12,31}{0,87 \cdot 234,41} = 12,55 \text{ вит}; \quad (3.15)$$

приймаємо  $W_{\text{т}} = 13$  вит.

$W_{\text{р}}$  – обмотка, яка під'єднується до трансформатора струму сторони 110 кВ;

$W_{\text{ур.1}}$  – обмотка, яка під'єднується до трансформатора струму сторони 35 кВ;

$W_{\text{ур.2}}$  – обмотка, яка під'єднується до трансформатора струму сторони 10 кВ

і знаходиться в протифазі обмотці  $W_{\text{ур.1}}$ ;

обмотка  $W_{\text{т}}$  (гальмівна обмотка) вмикається в струмове коло обмоток  $W_{\text{ур.1}}$  і  $W_{\text{ур.2}}$  і компенсує магнітні потоки, що викликані струмами небалансу всіх трьох

складових ( $I_{\text{нб}}^{///}$  – струм небалансу, зумовлений підбором кількості витків у диференційного реле).

Розрахунок диференційного захисту силового трансформатора Т2 підстанції 110/35/10 “Віньківці” розраховується аналогічно. Всі розраховані дані заносяться в таблицю 4.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку диференційного захисту силових трансформаторів підстанції 110/35/10 “Віньківці”

| Розраховані дані                                           | T1    | T2    |
|------------------------------------------------------------|-------|-------|
| номінальні струми обмоток, А                               |       |       |
| ВН                                                         | 50,87 | 50,87 |
| СН                                                         | 147,3 | 147,3 |
| НН                                                         | 524,8 | 524,8 |
| вторинні струми в обмотках реле, А                         |       |       |
| ВН                                                         | 2,31  | 2,31  |
| СН                                                         | 2,23  | 2,23  |
| НН                                                         | 2,56  | 2,56  |
| струми небалансу (без складової $I_{\text{нб}}^{///}$ ), А |       |       |
| СН                                                         | 89,1  | 89,1  |
| НН                                                         | 59,13 | 59,13 |
| найменша напруга ВН, кВ                                    | 96,6  | 96,6  |
| струм обмотки ВН при найменшій напрузі, А                  | 59,8  | 59,8  |
| початково прийняті струми спрацювання, А                   |       |       |
| захисту                                                    | 89,6  | 89,6  |
| реле                                                       | 3,9   | 3,9   |
| розрахункові числа витків обмоток                          |       |       |
| $W_p$                                                      | 25,5  | 25,7  |
| $W_{yp1}$                                                  | 25,3  | 25,9  |
| $W_{yp2}$                                                  | 21,6  | 21,57 |
| прийняті числа витків обмоток                              |       |       |
| $W_p$                                                      | 26    | 26    |
| $W_{yp1}$                                                  | 25    | 25    |
| $W_{yp2}$                                                  | 22    | 22    |

Таблиця 3.1- Продовження.

|                                       |        |        |
|---------------------------------------|--------|--------|
| дійсний струми спрацювання, А         |        |        |
| - захисту                             | 87,4   | 87,4   |
| - реле                                | 3,72   | 3,72   |
| коефіцієнти чутливості захисту сторін |        |        |
| - СН                                  | 3,35   | 3,35   |
| - НН                                  | 2,77   | 2,77   |
| третя складова струмів небалансу, А   |        |        |
| - СН                                  | 3,89   | 3,89   |
| - НН                                  | 9,71   | 9,71   |
| сумарні струми небалансу, А           |        |        |
| - СН                                  | 102,31 | 102,31 |
| - НН                                  | 67,11  | 67,11  |
| числа витків гальмівної обмотки       |        |        |
| - СН                                  | 12,8   | 12,8   |
| - НН                                  | 12,6   | 12,6   |
| прийняте                              | 13     | 13     |

### 3.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 110 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} \geq \frac{k_n \cdot k_c}{k_b} \cdot I_{1ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 50,26 = 90,4 \text{ А}, \quad (3.16)$$

де:  $k_n$  – коефіцієнт надійності ( $k_n = 1,1 \dots 1,4$ );

$k_c$  – коефіцієнт самозапуску лінії ( $k_c = 1,2 \dots 1,3$ );

$k_b$  – коефіцієнт повернення реле (залежить від типу реле) ( $k_b = 0,6 \dots 0,85$ ).

За умовою захисту шин 110 кВ (двофазні струми КЗ взяті в мінімальному режимі із табл.2.11):

$$I_{C.3} \leq \frac{K_{cx} \cdot I_{K3.CH}^{(2)}}{k_{\chi}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 302,2}{1,5} = 174,95 \text{ A}, \quad (3.17)$$

$$I_{C.3} \leq \frac{K_{cx} \cdot I_{K3.HH}^{(2)}}{k_{\chi}} = \frac{1 \cdot 203,1}{1,5} = 135,4 \text{ A}, \quad (3.18)$$

де:  $k_{\chi}$  – коефіцієнт чутливості захисту, який для основної зони захисту має значення  $k_{\chi} \geq 1,5$ .

Отже, відповідно (3.25), (3.26) і (3.27) вибираємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.3} = 100 \text{ A}.$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{cx}}{n_T} \cdot I_{C.3} = \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 100 = 6,5 \text{ A}.$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості для данного струму спрацювання захисту:

$$k_{\chi.CH} = \frac{I_{K.max}}{I_{C.3}} = \frac{K_{отс} \cdot I_{K3.CH}^{(3)}}{I_{C.3}} = \frac{1,5 \cdot 344,9}{100} = 5,17 > 2;$$

$$k_{\chi.HH} = \frac{I_{K.max}}{I_{C.3}} = \frac{K_{отс} \cdot I_{K3.HH}^{(3)}}{I_{C.3}} = \frac{1,5 \cdot 234,5}{100} = 3,52 > 2;$$

Дотримуючись умов селективності захистів, вибираємо вставку часу  $t_{C.3} = 1,5$  сек.

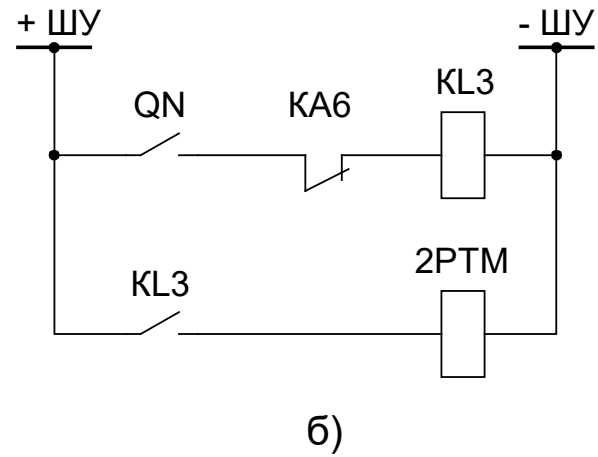
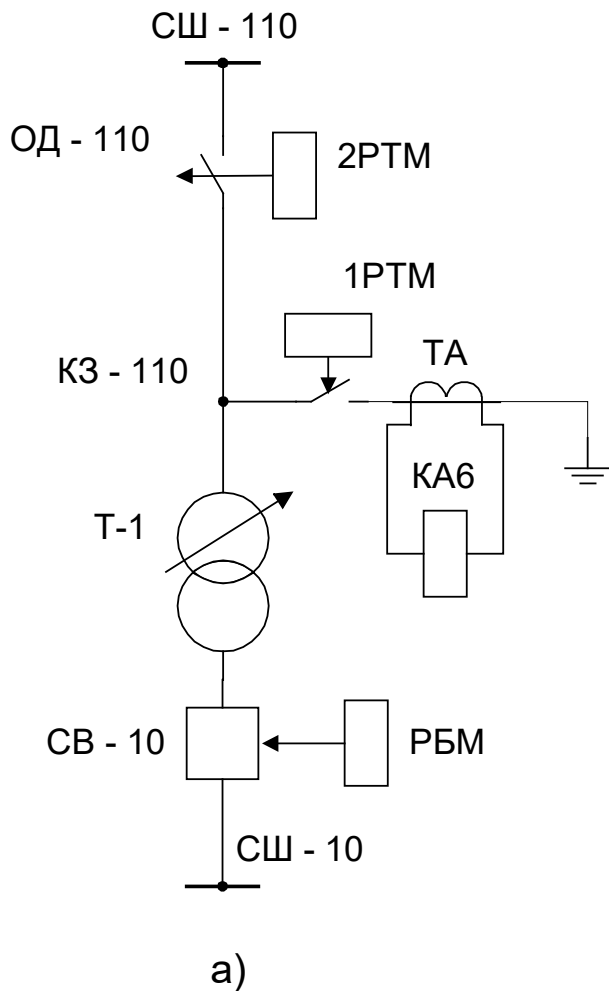


Рис. 3.2 - Виконавчі схеми МСЗ сторони 110 кВ трансформатора

### 3.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.3} \geq \frac{k_n \cdot k_c}{k_b} \cdot I_{ICH} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 149,9 = 269,8 \text{ A.} \quad (3.19)$$

За умовою захисту шин 35 кВ (двофазний струм КЗ взятий в мінімальному режимі із табл.2.11):

$$I_{C.3} \leq \frac{K_{cx} \cdot I_{K3.CH}^{(2)}}{k_q} = \frac{\sqrt{3} \cdot 302,2}{1,5} = 348,9 \text{ A.} \quad (3.20)$$

При коефіцієнті трансформації  $K_{\text{ТТ}} = 600/5$  та відповідно (3.31) і (3.32) вибираємо уставку спрацювання захисту:

$$I_{\text{С.З}} = 300 \text{ А};$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{\text{С.Р}} = \frac{K_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} \cdot I_{\text{С.З}} = \frac{1}{600/5} \cdot 300 = 2,4 \text{ А}; \quad (3.21)$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості при данному струмі спрацювання захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.макс}}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ.СН}}^{(3)}}{n_{\text{т}} \cdot I_{\text{С.Р}}} = \frac{1,5 \cdot 1039,78}{600 / 5 \cdot 2,4} = 5,4 > 2; \quad (3.22)$$

Дотримуючись селективності захистів, вибираємо вставку часу  $t_{\text{С.З}} = 1,0 \text{ сек.}$

### 3.5 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{С.З}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с}}}{k_{\text{б}}} \cdot I_{\text{ІНН}} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 525 = 945 \text{ А.} \quad (3.23)$$

За умовою захисту шин 10 кВ (двофазний струм КЗ взятий в мінімальному режимі із табл.2,11):

$$I_{\text{С.З}} \leq \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{КЗ.ІНН}}^{(2)}}{k_{\text{ч}}} = \frac{1 \cdot 2122,93}{1,5} = 1415,23 \text{ А.} \quad (3.24)$$

При коефіцієнті трансформації  $K_{\text{ТТ}} = 1000/5$  та відповідно (3.35) і (3.36) вибираємо уставку спрацювання захисту:

$$I_{\text{С.З}} = 1000 \text{ А};$$

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{\text{С.Р}} = \frac{K_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} \cdot I_{\text{С.З}} = \frac{1}{1000/5} \cdot 1000 = 5 \text{ А}; \quad (3.25)$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості при цьому струмі спрацювання захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мах}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.лн}}^{(3)}}{n_{\text{т}} \cdot I_{\text{с.р}}} = \frac{1,5 \cdot 2451,35}{1000 / 5 \cdot 5} = 3,67 > 2; \quad (3.26)$$

Дотримуючись селективності захистів, вибираємо вставку часу  $t_{\text{с.з}} = 1,0$  сек.

Максимально-струмовий захист трансформатора Т2 підстанції 110/35/10 “Віньківці” розраховується аналогічно. Всі розраховані величини зводяться в таблицю 4.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку максимально-струмового захисту силових трансформаторів підстанції 110/35/10 “Віньківці”

| Розраховані дані                          | Т1           | Т2           |
|-------------------------------------------|--------------|--------------|
| Шини 110 кВ                               |              |              |
| мінімальний струм спрацювання захисту, А  | 90,4         | 92,3         |
| максимальний струм спрацювання захисту, А | 132,9        | 142,11       |
| прийнятий струм спрацювання захисту, А    | 100          | 100          |
| струм спрацювання реле, А                 | 6,49         | 6,49         |
| коефіцієнт чутливості захисту             | 5,17<br>3,15 | 5,21;<br>3,7 |
| Шини 35 кВ                                |              |              |
| мінімальний струм спрацювання захисту, А  | 269,8        | 273,4        |
| максимальний струм спрацювання захисту, А | 348,9        | 352,4        |
| прийнятий струм спрацювання захисту, А    | 300          | 300          |
| струм спрацювання реле, А                 | 2,4          | 2,4          |
| коефіцієнт чутливості захисту             | 5,4          | 5,3          |
| Шини 10 кВ                                |              |              |
| мінімальний струм спрацювання захисту, А  | 945          | 964          |
| максимальний струм спрацювання захисту, А | 1415         | 1428         |
| прийнятий струм спрацювання захисту, А    | 1000         | 1000         |
| струм спрацювання реле, А                 | 5            | 5            |
| коефіцієнт чутливості захисту             | 3,67         | 3,48         |

### 3.6 Річний графік ПЗР і ТО електроустаткування

Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання в електричних мережах здійснюється великий комплекс організаційних заходів та впроваджуються новітня техніка і технології: комутаційне обладнання нового покоління – вакуумні і елегазові вимикачі, мікропроцесорні засоби захисту і автоматики, інформаційні системи. На підвищення надійності роботи електроустаткування впливає якісне ведення і виконання вимог системи планово – запобіжних ремонтів електроустаткування ( ПЗРЕ).

Система ПЗРЕ – це сукупність організаційних і технічних заходів з догляду, обслуговування і ремонту електроустаткування, що проводяться профілактично заздалегідь складеним графіком, з метою продовження його безвідмовної роботи. [6]

Система ПЗРЕ включає виконання таких видів робіт:

- технічне обслуговування (ТО);
- поточний ремонт (ПР);
- капітальний ремонт (КР);

Для складання графіка ТО і ПР використовуємо специфікацію на електроустаткування. Складаємо річний графік з інтервалом часу один місяць і розрахунки ведемо в табличній формі. Для нашого випадку до специфікації входять: районна трансформаторна підстанція; розподільні лінії напругою 10кВ; споживчі трансформаторні підстанції ТП – 10/0,4кВ.

Для кожної із цих частин електричних мереж визначаємо норму умовних одиниць згідно [ 6] показано в таблиці 5.1:

Нормативні значення періодичності проведення ТО і ПР по місяцях року визначаємо за додатком 31 [15].

Розподілення проведення ТО і ПР по місяцях року проводимо із урахуванням того, щоб був більш менш рівномірний помісячний їх розподіл. Це необхідно для рівномірного завантаження експлуатаційного електротехнічного персоналу протягом календарного року.

Затрати праці на проведення ТО і ПР визначаємо з урахуванням перевідних коефіцієнтів  $K_{ТО}$  і  $K_{ПР}$ , які відповідно дорівнюють 0,5 і 4,8. Так, наприклад, затрати праці на календарний рік для проведення ТО силового трансформатора 35/10кВ будуть складати: [17]

$$Q_{ТО} = U \times H \times K_{ТО}$$

де -  $U$  - кількість умовних одиниць;

$H$  – кількість ТО за календарний рік;

$K_{ТО}$  - перевідний коефіцієнт для ТО;

На основі даних складаємо графік технічного обслуговування та поточного ремонту. Капітальні ремонти електроустаткування не плануємо. Їх проводимо в залежності від результатів діагностування. Затрати праці для інших частин мереж і результати записуємо в табл. 5.1. [17]



## РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

### 4.1 Визначення кошторисної вартості

Для проведення економічних розрахунків складаємо специфікацію на матеріали і обладнання для реконструкції РТП-110/35/10 кВ. „Вінківці”

Таблиця 4.1 - Специфікація на матеріали і обладнання РТП-110/35/10 кВ

| №  | Найменування          | Тип                     | К-сть | Орієнтовна ціна за 1 шт, грн | Сума, грн |
|----|-----------------------|-------------------------|-------|------------------------------|-----------|
| 1  | Трансформатор струму  | ТФЗМ-110Б-I-0,5/10Р/10Р | 6     | 140 000                      | 840 000   |
| 2  | Трансформатор струму  | ТФЗМ-35Б-I-0,5/10Р/10Р  | 6     | 45 000                       | 270 000   |
| 3  | Трансформатор струму  | ТЛМ-10-2/0,5/10Р        | 6     | 7 500                        | 45 000    |
| 4  | Вимикач               | ВГТ-110                 | 3     | 850 000                      | 2 550 000 |
| 5  | Вимикач               | ВР35NS-40/1250          | 3     | 320 000                      | 960 000   |
| 6  | Вимикач               | ВВ/TEL-10-20/1000-У2    | 15    | 95 000                       | 1 425 000 |
| 7  | Релейний захист       | БЕМП-ДЗТ                | 2     | 180 000                      | 360 000   |
| 8  | ШАФА                  | ШЗАТ 02/347             | 2     | 85 000                       | 170 000   |
| 9  | ШАФА                  | ШЗАЛ 01/26              | 2     | 70 000                       | 140 000   |
| 10 | ШАФА                  | ШЗАЛ 35/236             | 2     | 90 000                       | 180 000   |
| 11 | Захист від перенапруг | ОПН-110/100-10          | 12    | 28 000                       | 336 000   |
| 12 | Захист від перенапруг | ОПН-У-35/38,5-10        | 12    | 12 000                       | 144 000   |
| 13 | Захист від перенапруг | ОПН-Т-10/10,5-10        | 12    | 4 500                        | 54 000    |
|    | Всього                |                         |       |                              | 7 474 000 |

Виходячи із приведених розрахунків, кошторисна вартість реконструкції районної трансформаторної підстанції „Вінківці” становить 7 474 тис. грн.,

## 4.2. Основні показники інвестиційного проекту

Таблиця 4.2 - Базові показники інвестиційного проекту

| Показники                                                     | Роки                   |                         |                         |                         |                         |                         |
|---------------------------------------------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
|                                                               | 0                      | 1                       | 2                       | 3                       | 4                       | 5                       |
| Інвестиції,<br>тис. грн                                       | <b>7474000<br/>,00</b> | <b>0,00</b>             | <b>0,00</b>             | <b>0,00</b>             | <b>0,00</b>             | <b>0,00</b>             |
| Відсоткова<br>ставка, %                                       | 15                     | 15                      | 15                      | 15                      | 15                      | 15                      |
| Обсяг<br>реалізован<br>ої<br>електроене<br>ргії,<br>кВ/год    | -                      | <b>27200000<br/>000</b> | <b>27200000<br/>000</b> | <b>27200000<br/>000</b> | <b>27200000<br/>000</b> | <b>27200000<br/>000</b> |
| Вартість<br>реалізації<br>електроене<br>ргії,<br>грн/кВт.     | -                      | <b>0,2</b>              | <b>0,2</b>              | <b>0,2</b>              | <b>0,2</b>              | <b>0,2</b>              |
| Надходжен<br>ня від<br>реалізації<br>(виручка),<br>тис. Грн   | -                      | 5440000                 | 5440000                 | 5440000                 | 5440000                 | 5440000                 |
| Податок з<br>реалізації<br>(ПДВ), %                           | -                      | 20                      | 20                      | 20                      | 20                      | 20                      |
| Податок<br>від<br>реалізації,<br>тис. грн                     | -                      | 1088000                 | 1088000                 | 1088000                 | 1088000                 | 1088000                 |
| Змінні<br>витрати,<br>тис. грн                                | -                      | <b>2148,775</b>         | <b>2148,775</b>         | <b>2148,775</b>         | <b>2148,775</b>         | <b>2148,775</b>         |
| Змінні<br>витрати (з<br>вархування<br>м ризиків),<br>тис.гГрн | -                      | 2148,775                | 2148,775                | 2148,775                | 2149                    | 2149                    |
| Постійні<br>витрати                                           | -                      | <b>959</b>              | <b>930</b>              | <b>850</b>              | <b>770</b>              | <b>690</b>              |

| Показники                             | Роки |            |            |            |            |            |
|---------------------------------------|------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                       | 0    | 1          | 2          | 3          | 4          | 5          |
| в т. ч. амортизац. відрахув, тис. грн | -    | <b>320</b> | <b>320</b> | <b>320</b> | <b>320</b> | <b>320</b> |
| Всього витрат, тис. грн               | -    | 3108       | 3079       | 2999       | 2919       | 2839       |
| Прибуток до оподаткування, тис. грн   | -    | 4348892    | 4348921    | 4349001    | 4349081    | 4349161    |
| Податок на прибуток, %                | -    | 30         | 30         | 30         | 30         | 30         |
| Чистий прибуток, тис. грн             | -    | 3044224    | 3044245    | 3044301    | 3044357    | 3044413    |
| Чистий грошовий потік, тис. грн       | -    | 3044544    | 3044565    | 3044621    | 3044677    | 3044733    |

### 4.3. Оцінка ефективності проекту

Визначаємо величину, обернену коефіцієнту дисконтування для кожного із років: [10]

$$K_t = (1 + z)^t \quad (4.1)$$

де  $z$  – ставка дисконтування, %.

Таблиця 4.3 - Коефіцієнти дисконтування при ставці дисконту 17%

|         |    |       |      |
|---------|----|-------|------|
| 1-й рік | K1 | 1,170 | 0,85 |
| 2-й рік | K2 | 1,369 | 0,73 |
| 3-й рік | K3 | 1,602 | 0,62 |
| 4-й рік | K4 | 1,874 | 0,53 |
| 5-й рік | K5 | 2,192 | 0,46 |

Розраховуємо NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{Ч_{zp.n.}}{K_t} - \left( I + \frac{I_t}{1+z} \right) \quad (4.2)$$

$$NPV = \left( \frac{3044544}{1,170} + \frac{3044656}{1,369} + \frac{3044621}{1,602} + \frac{3044677}{1,874} + \frac{3055733}{2,192} \right) - (7474000) = 2266771$$

Таблиця 4.4 - NPV при ставці дисконту 17%.

| роки                    | чистий грошовий потік | (1+z) <sup>t</sup> | Диск. грошовий потік |
|-------------------------|-----------------------|--------------------|----------------------|
| 1                       | 3044544               | 1,17               | 2602175              |
| 2                       | 3044565               | 1,37               | 2224096              |
| 3                       | 3044621               | 1,60               | 1900972              |
| 4                       | 3044677               | 1,87               | 1624792              |
| 5                       | 3044733               | 2,19               | 1388737              |
| Сума диск. грош. потоку |                       |                    | 9740771              |

Розраховуємо індекс прибутковості (рентабельності) - PI:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{NPV_t}{I + I_t} = \frac{9740770,723}{7474000} = 1,30 \quad (4.3)$$

#### 4.5. Розрахунок періоду окупності – РВР

Таблиця 4.5 - Показники економічної ефективності проекту

| РОКИ                            | 0              | 1                   | 2                   | 3              | 4              | 5              |
|---------------------------------|----------------|---------------------|---------------------|----------------|----------------|----------------|
| Інвестиції, тис. грн            | 747400<br>0,00 | 0,00                | 0,00                | 0,00           | 0,00           | 0,00           |
| Чистий грошовий потік, тис. грн | 0,00           | 30445<br>44,35      | 3044564,<br>86      | 3044620,8<br>6 | 30446<br>76,86 | 30447<br>32,86 |
| Коефіцієнт дисконтування        | 0,00           | 1,17                | 1,37                | 1,60           | 1,87           | 2,19           |
| <b>Строк окупності</b>          | 0,00           | -<br>48718<br>25,35 | -<br>2647729,<br>46 | -746757,84     | 87803<br>4,11  | 22667<br>70,72 |

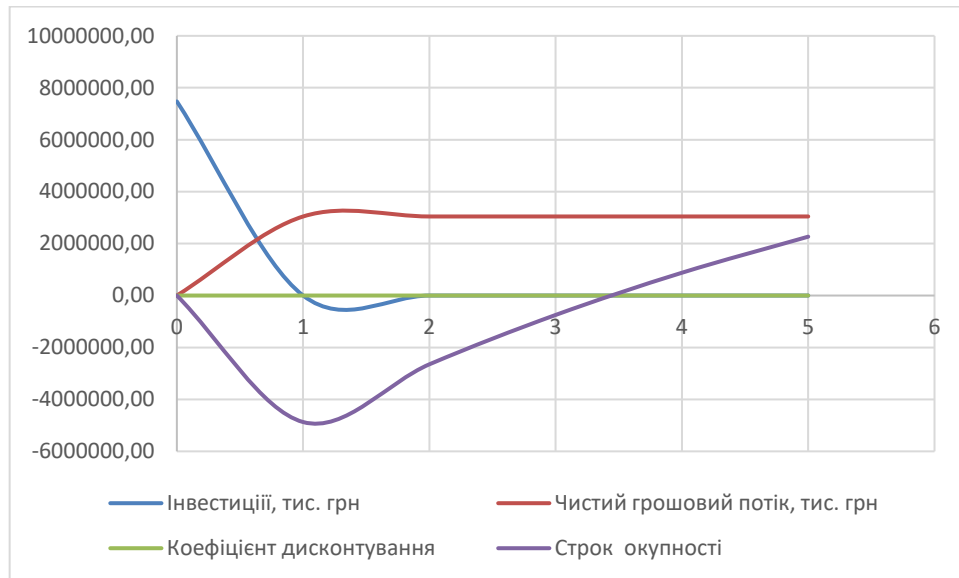


Рис.4.1 - Графік окупності проекту

На основі наведених даних можна зробити висновок, що реконструкція РТП 110/35/10 кВ «Вінківці» є економічно доцільною та ефективною. Початкові інвестиції у проєкт становлять 7474 тис. грн. Після проведення реконструкції очікується стабільний чистий грошовий потік упродовж усього розрахункового періоду, що свідчить про підвищення ефективності роботи підстанції та зниження експлуатаційних витрат.

Протягом перших трьох років реалізації проєкту накопичений дисконтований потік залишається від'ємним, що пояснюється значним обсягом початкових капіталовкладень. На четвертий рік значення вже стає додатним і становить 878,034 тис. грн, а на п'ятий рік – 2266,770 тис. грн. Це означає, що проєкт окупається між третім і четвертим роками експлуатації.

Отже, реконструкція РТП 110/35/10 кВ «Вінківці» має дисконтований строк окупності близько 3,5 року, що є хорошим показником для енергетичних об'єктів такого класу.

## РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 5.1 Загальні вимоги охорони праці на РТП 110/35/10 кВ «Віньківці»

Під час експлуатації РТП 110/35/10 кВ «Віньківці» персонал працює в умовах підвищеної небезпеки, оскільки обладнання підстанції знаходиться під напругою 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ. Основними небезпечними факторами є ураження електричним струмом, виникнення електричної дуги, дія струмів короткого замикання та аварійні режими роботи силових трансформаторів.

Для забезпечення безпечних умов праці на підстанції передбачаються захисне заземлення обладнання, релейний захист, автоматичне відключення пошкоджених ділянок, оперативні блокування та використання засобів індивідуального захисту. Усі роботи в електроустановках виконуються відповідно до вимог ПУЕ та НПАОП після зняття напруги, перевірки її відсутності та встановлення переносних заземлень. [2]

### 5.2 Розрахунок захисного заземлення підстанції

Для підстанцій напругою 110 кВ опір заземлювального пристрою згідно ПУЕ не повинен перевищувати: [3]

$$R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Для району розташування підстанції приймаємо питомий опір ґрунту:

$$\rho_0 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сезонний коефіцієнт:

$$\psi = 1,3$$

Розрахунковий питомий опір ґрунту визначаємо за формулою:

$$\rho = \rho_0 \cdot \psi \tag{5.1}$$

Після підстановки значень отримаємо:

$$\rho = 100 \cdot 1,3 = 130 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Опір одного вертикального заземлювача визначається:

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} - 1 \right) \quad (5.2)$$

де:

$l = 5 \text{ м}$  — довжина електрода;

$d = 0,016 \text{ м}$  — діаметр електрода.

Після підстановки значень:

$$R_1 \approx 22,4 \text{ Ом}$$

Необхідна кількість вертикальних заземлювачів:

$$n = \frac{R_1}{R_3 \cdot \eta} \quad (5.3)$$

де:

$\eta = 0,6$  — коефіцієнт використання заземлювачів.

Тоді:

$$n = \frac{22,4}{0,5 \cdot 0,6} = 74,6$$

Приймаємо:

$$n = 75$$

вертикальних заземлювачів.

Отриманий контур заземлення забезпечує необхідний рівень електробезпеки підстанції. [5]

### 5.3 Перевірка термічної стійкості заземлювача

При проходженні струмів короткого замикання елементи заземлювального пристрою повинні витримувати теплову дію струму.

Мінімальний допустимий переріз заземлювача визначається за формулою:

$$S = \frac{I_{\text{кз}} \sqrt{t}}{C} \quad (5.4)$$

де:

$I_{\text{кз}}$  - струм короткого замикання;

$t$  - час проходження струму;

$C = 74$  — коефіцієнт для сталі.

Згідно розрахунків дипломного проєкту максимальний струм короткого замикання на стороні 110 кВ становить:

$$I_{\text{кз}} = 1,31 \text{ кА}$$

Час спрацювання релейного захисту:

$$t = 0,5 \text{ с}$$

Тоді:

$$S = \frac{1310 \cdot \sqrt{0,5}}{74} = 12,5 \text{ мм}^2$$

Для заземлення використовується сталева смуга 40×4 мм:

$$S_{\text{факт}} = 160 \text{ мм}^2$$

Оскільки:

$$160 > 12,5$$

умова термічної стійкості виконується. [5]

#### 5.4 Захист персоналу від ураження електричним струмом

Для захисту персоналу від ураження електричним струмом на підстанції застосовуються діелектричні рукавиці, боти, ізолювальні штанги, покажчики напруги та переносні заземлення. Роботи поблизу струмоведучих частин виконуються з дотриманням допустимих відстаней. [3]

Для електроустановок 110 кВ мінімальна допустима відстань становить:

$$d = 1,5 \text{ м}$$

Для обладнання 35 кВ:

$$d = 0,6 \text{ м}$$

Для обладнання 10 кВ:

$$d = 0,35 \text{ м}$$

Дотримання встановлених відстаней забезпечує безпечну роботу оперативного персоналу та знижує ризик ураження електричним струмом.

### **5.5 Заходи пожежної безпеки**

На підстанції можливе виникнення пожеж унаслідок коротких замикань, перегріву контактних з'єднань, пошкодження ізоляції або аварійної роботи силових трансформаторів. Для запобігання пожежам на РТП «Вінківці» встановлюються засоби пожежогасіння, здійснюється контроль температури контактів та періодичний огляд обладнання. [2]

Силові трансформатори обладнані релейним захистом, який забезпечує швидке відключення пошкодженої ділянки мережі при коротких замиканнях. Також на підстанції передбачається блискавкозахист та система захисного заземлення.

## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розроблено проєкт реконструкції районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ «Вінківці» АТ «Хмельницькобленерго», яка є важливим елементом системи електропостачання Хмельницька область та забезпечує живлення побутових, комунальних, сільськогосподарських і промислових споживачів. Необхідність реконструкції зумовлена потребою підвищення надійності електропостачання, модернізації застарілого обладнання та забезпечення стабільної роботи енергосистеми.

У роботі проведено аналіз існуючої схеми підстанції, виконано розрахунок навантажень і струмів короткого замикання для сторін 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ. На основі отриманих результатів обрано сучасне комутаційне обладнання, трансформатори струму, обмежувачі перенапруг і мікропроцесорні пристрої релейного захисту, що забезпечують надійну, безпечну та ефективну роботу підстанції. Також розроблено заходи з технічного обслуговування обладнання та охорони праці, включаючи розрахунок захисного заземлення і заходи електро- та пожежної безпеки.

Техніко-економічне обґрунтування підтвердило доцільність реалізації проєкту. Загальний обсяг інвестицій становить 7474 тис. грн. Результати розрахунків показали стабільний позитивний грошовий потік після реконструкції, а дисконтований термін окупності проєкту складає близько 3,5 року, що є ефективним показником для енергетичних об'єктів даного класу. Реалізація запропонованих заходів забезпечить підвищення надійності електропостачання, зниження експлуатаційних витрат та продовження терміну служби обладнання підстанції.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Харків : Форт, 2017. 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів : наказ Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 № 258.
3. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : НПАОП 40.1-1.21-98.
4. ДСТУ EN 61140:2015. Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання (EN 61140:2002, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
5. ДСТУ EN 50110-1:2014. Експлуатація електроустановок. Частина 1. Загальні вимоги (EN 50110-1:2013, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2014.
6. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ. Київ : Міненерговугілля України, 2012.
7. СОУ-Н ЕЕ 20.179:2008. Розрахунок ДСТУ EN 50522:2015. Заземлення електроустановок змінного струму понад 1 кВ. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
8. ДСТУ EN 61936-1:2017. Силові електроустановки змінного струму понад 1 кВ. Частина 1. Загальні вимоги. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2017.
9. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручник. Київ : Компринт, 2021. 527 с. URL: <https://dglb.nubip.edu.ua/handle/123456789/9202>
10. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи електропостачання : навчальний посібник. Одеса : Олді+, 2025. 237 с. URL: <http://elar.tsatu.edu.ua/handle/123456789/17968>

11. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2012. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/11784>
12. Афанасьєв О. І., Жорняк Л. Б., Немикіна О. В. та ін. Електроапаратне обладнання систем електропостачання енергоємних виробництв : навчальний посібник. Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2023. URL: <https://eir.zp.edu.ua/items/ca0767e6-86ec-4853-b738-f2d271d37ab0>
13. Сокол Є. І., Сендерович Г. А., Гриб О. Г. та ін. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Харків, 2020. URL: [https://www.researchgate.net/publication/344830336\\_Relejniy\\_zahist\\_elektroenergetichnih\\_sistem](https://www.researchgate.net/publication/344830336_Relejniy_zahist_elektroenergetichnih_sistem)
14. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем : навчальний посібник. Київ : НТУУ «КПІ», 2016. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/16600>
15. Пугач С. В. Дослідження особливостей мікропроцесорного захисту та автоматики цифрових ВРП електричних станцій. Вінниця : ВНТУ, 2020. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/32375>
16. Дмитренко О. О., Заколяжний В. В. Релейний захист та автоматизація електричних систем : методичні вказівки. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2016. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/18267>
17. Рубаненко О. О., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2024. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/49403>
18. Рубаненко О. Є., Хитрук П. В. Релейний захист підстанції 150 кВ. Вінниця : ВНТУ, 2024. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/42174>

19. Кідиба В. П. *Релейний захист електроенергетичних систем : навчальний посібник*. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с. ISBN 978-617-607-827-2. URL: [https://vlp.com.ua/node/15730?utm\\_source=chatgpt.com](https://vlp.com.ua/node/15730?utm_source=chatgpt.com)
20. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М., Одегов М. М. *Релейний захист і автоматика. Частина 1 : навчальний посібник*. Харків : Український державний університет залізничного транспорту, 2020. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/48598>
21. Собчук В. С., Собчук Н. В., Бурикін О. Б. *Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник*. Вінниця : ВНТУ, 2011. 141 с. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/19528>
22. IEC 61850 Communication Networks and Systems for Power Utility Automation. URL: <https://webstore.iec.ch>
23. ABB. Relion Protection and Control Product Guide. URL: <https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations>
24. Siemens. SIPROTEC 5 Protection Relays. URL: <https://www.siemens-energy.com>

## ДОДАТКИ