

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Проект сонячної електростанції встановленою потужністю
1,35 МВт**

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТЗс-41
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	<u>Дерень А.С.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)
Керівник	<u>Тарасенко М.Г.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<u>Мовчан Л.Т.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<u>Тарасенко М. Г.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)
Рецензент	<u></u> (підпис) (прізвище та ініціали)

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«__» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Дереня Андрія Станіславовича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект сонячної електростанції встановленою потужністю 1,35 МВт

Керівник роботи Тарасенко Микола Григорович, д.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «05» травня 2023 року № 4/7-518

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Встановлена потужність

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

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

1. _____ 1л. ф – А1

2. _____ 1л. ф – А1

3. _____ 1л. ф – А1

4. _____ 1л. ф – А1

5. _____ 1л. ф – А1

6. _____ 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці			
Нормоконтроль	Мовчан Л.Т., к.т.н., доцент кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання _____ 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.03.2023	
2	Аналітичний розділ	28.03.2023	
3	Проектно-конструкторський розділ	31.04.2023	
4	Розрахунковий розділ	30.05.2023	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2023	
6	Загальні висновки	03.06.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	05.06.2023	
8	Оформлення графічної частини	06.06.2023	

Студент

_____ (підпис)

Дерень А.С.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Тарасенко М.Г.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТзс–41. - Т. : ТНТУ, 2023.

Стор. 65; рис. 19; табл. 1; креслень 6; джерел 23; додатків 7.

Робота бакалавра виконана згідно завдання на тему: «Проект сонячної електростанції встановленою потужністю 1,35 МВт».

Метою кваліфікаційної роботи є розробка проекту сонячної електростанції встановленою потужністю 1,35 МВт.

Проведено розрахунок та вибір силових трансформаторів для ТП-№1 та ТП-№2. Запропоновано принципова однолінійна схема РП-0,4 кВ для ТП-№1 та ТП-№2, а також показано їх компоновання. Запропоновано план компоновання ТП-№1 та ТП-№2 на РП-10 кВ. Проведено розрахунок силового кабелю 0,4 кВ між шафами ЩС та інвертором, між шафами ЩС та РП-0,4 кВ. Проведено розрахунок та вибір ТС типу Т-0,66 для РП-0,4 кВ та ТС типу ТОЛ-10 для РП-10 кВ СЕС. Проведено розрахунок та вибір перерізу жил кабельних ліній 10 кВ від РП-10 кВ СЕС до місця приєднання. Показана принципова однолінійна схема власних потреб. Проведено розрахунок струмів короткого замикання 0,4 кВ сонячної електростанції. Запропонована схема мереж електропостачання СЕС та схема заміщення. Проведено розрахунок заземлення СЕС та запропонована схема заземлення ТП-№1 та ТП-№2. Розглянуто організацію обліку відпущеної енергії та питання системи передавання даних АСКОЕ. Запропоновано типовий комплект релейного захисту та автоматики приєднань 10 кВ з вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10 і реле захисту МРЗС-05Л.

Ключові слова: ПРОЕКТ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ПОТУЖНІСТЬ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Сонячні станції: будова, принцип роботи та секрети довговічності.....	8
1.1.1 Сонячна електростанція: із чого складається та принцип роботи.....	8
1.1.2 Види фотомодулів та продуктивність їх роботи.....	9
1.1.3 Довговічність сонячних електричних станцій.....	10
1.1.4 Збереження терміну служби панелей.....	11
1.2 Вихідні дані.....	11
1.3 Схема електропостачання 10 та 0,4 кВ «СЕС Іванківці».	12
1.4 Постановка задач	14
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	15
2.1 Розрахунок трансформаторів.....	15
2.2 Компенсація реактивної потужності.....	16
2.3. РП-0,4 кВ.....	16
2.4. РП-10 кВ.....	22
2.5. Кабель 0,4 кВ між шафами ЩС та інвертором.....	24
2.6. Кабель 0,4 кВ між шафами ЩС та РП-0,4 кВ.....	25
2.7. Вибір трансформаторів струму типу Т-0,66 для РП-0,4 кВ.....	27
2.8. Вибір трансформаторів струму типу ТОЛ-10 для РП-10 кВ СЕС.	29
2.9. Вибір перерізу жил кабельних ліній 10 кВ від РП-10 кВ СЕС до місця приєднання.....	30
2.10. Власні потреби СЕС.....	32
2.11 Висновки до Розділу 2.....	34
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	35
3.1 Розрахунок струмів КЗ 0,4 кВ СЕС.....	35

3.2. Заземлення СЕС.....	39
3.3. Телемеханіка та зв'язок.....	43
3.4. Грозозахист СЕС.....	43
3.5. Контроль якості електричної енергії.....	44
3.6. Організація обліку відпущеної електроенергії. Система передавання даних АСКОЕ.....	44
3.7 Типовий комплект релейного захисту та автоматики приєднань 10 кВ з вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10 і реле захисту МРЗС-05Л.	51
3.8. Паралельна робота СЕС з електричною мережею.....	54
3.9. Охорона навколишнього середовища.....	55
3.10. Заходи з енергозбереження.....	55
3.11 Висновки до Розділу 3.....	55
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	57
4.1 Протипожежні заходи.....	57
4.2 Охорона праці і техніка безпеки.....	57
4.3 Причини електротравматизму.....	59
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	62
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	64
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Принципова однолінійна схема 1.1ЩС-1.4ЩС, 2.1ЩС-2.5ЩС. Компонування шаф 1.1ЩС-1.4ЩС, 2.1ЩС-2.5ЩС.....	2
Додаток Б. План компонування інверторів до столів та розміщення силових шаф ЩС.....	6
Додаток В. План мереж 0,4 кВ.....	7
Додаток Д. План мереж 10 кВ.....	8
Додаток Е. План електричного освітлення та силового електрообладнання будівлі КПДП.....	9
Додаток Є. Грозозахист СЕС.....	10
Додаток Є. Контроль якості електричної енергії.....	12

ВСТУП

Актуальність теми. Проект сонячної електростанції – це є основа для подальшого проведення електромонтажних робіт. Немає значення чи це сонячна електростанція промислова чи для дому. Якраз проект сонячної електростанції дає змогу виконувати електромонтажні роботи у суворій відповідності згідно задуму та основне згідно всіх вимог та нормативів.

На даний момент у країні розвиток відновлюваної енергетики відбувається через “зелений” тариф. Даний тариф діє на основі [20] і [21]. Він не буде змінюватися до 2030 р. З 2020 року ввели процедуру здійснення аукціонів. Відповідно такої процедури відбувається продаж електроенергії. Гарантії із боку України діятимуть до 2040 р. Важливо те, що даний тариф прив’язаний до “євро”. Це значно зменшує ризики девальвації і також гарантує прогнозоване повернення вкладених коштів в сонячну електричну станцію.

Тому, розробка проекту сонячної електростанції встановленою потужністю 1,35 МВт є актуальною задачею.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка проекту сонячної електростанції встановленою потужністю 1,35 МВт.

Завдання:

- Провести розрахунок та вибір силових трансформаторів для ТП-№1 та ТП-№2.
- Запропонувати принципову однолінійну схему РП-0,4 кВ для ТП-№1 та ТП-№2, показати їх компоновання.
- Запропонувати план компоновання ТП-№1 та ТП-№2 на РП-10 кВ.
- Провести розрахунок силового кабелю 0,4 кВ між шафами ЩС та інвертором, а також між шафами ЩС та РП-0,4 кВ.
- Провести розрахунок та вибір трансформаторів струму типу Т-0,66 для РП-0,4 кВ та трансформаторів струму типу ТОЛ-10 для РП-10 кВ СЕС.

- Провести розрахунок та вибір перерізу жил кабельних ліній 10 кВ від РП-10 кВ СЕС до місця приєднання.
- Показати принципову однолінійну схему власних потреб.
- Провести розрахунок струмів короткого замикання 0,4 кВ сонячної електростанції.
- Провести розрахунок заземлення СЕС та запропонувати схему заземлення ТП-№1 та ТП-№2.
- Розглянути питання телемеханіки та зв'язку, грозозахисту СЕС, контролю якості електричної енергії.
- Розглянути організацію обліку відпущеної енергії та питання системи передавання даних АСКОЕ.
- Запропонувати типовий комплект релейного захисту та автоматики приєднань 10 кВ з вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10 і реле захисту МРЗС-05Л.
- Розглянути питання паралельної роботи СЕС з електричною мережею, питання охорони навколишнього середовища, заходи з енергозбереження.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Сонячні станції: будова, принцип роботи та секрети довговічності

1.1.1 Сонячна електростанція: із чого складається та принцип роботи

Сонячні електростанції (скорочено СЕС) складаються із сонячних панелей (збірних фотомодулів), що працюють в системі з інвертором.

Панелі поглинають світло сонця і перетворюють це світло на струм. Цей електричний струм є постійним. Спеціальний інвертор у сонячній станції перетворює даний струм у змінний – тобто такий, що й використовується у споживачів у побуті. Двонаправлений лічильник дає змогу враховувати кількість виробленої електростанцією та спожитої будинком електричної енергії. Надлишок електричної енергії направляється у електричну мережу. Кількість електричної енергії враховується лічильником. Ці дані визначають обсяг проданої електричної енергії. [1]

На рисунку 1.1 показана структурна схема.

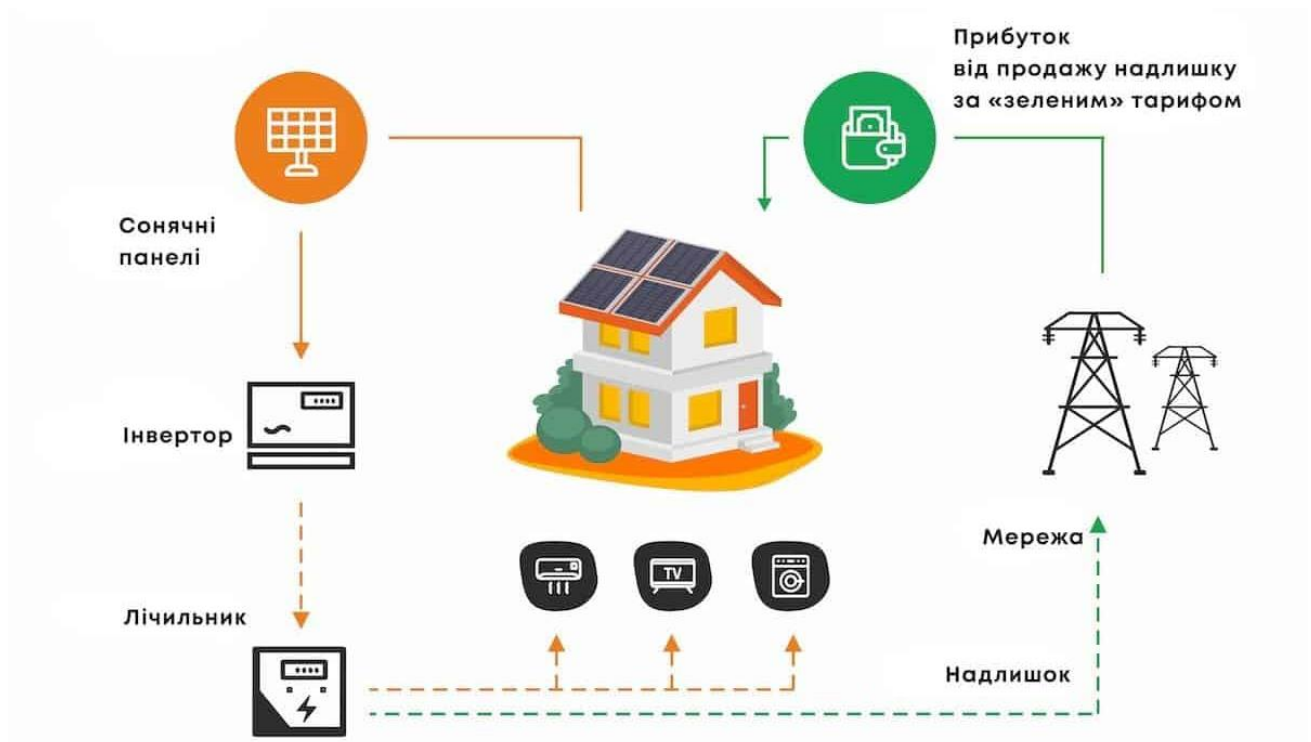


Рисунок 1.1 – Структурна схема.

1.1.2 Види фотомодулів та продуктивність їх роботи.

Кремній являється основним матеріалом з якого виготовляють панелі. Ефективність роботи електростанції залежить від виду кремнію. На початку кремній містить різноманітні домішки. Кремній розплавляють і очищають від домішок, а вже після цього виготовляють сонячні панелі. Продуктивність сонячних панелей залежить від однорідності складу кремнію. [1, 2]

Для сонячних панелей застосовують кремній [2]:

- монокристалічний – якісний, «чистий». Його одержують з розплавленої маси кремнію. Процес складний і дорогий, відповідно батареї являються дорогими;
- полікристалічний – дешевший та містить домішки. Із природного матеріалу одержують пари кремнію, що охолоджують, осаджують та перетворюють у пластини для сонячних панелей;

На рисунку 1.2 зображено різні види кремнію для сонячних батарей.

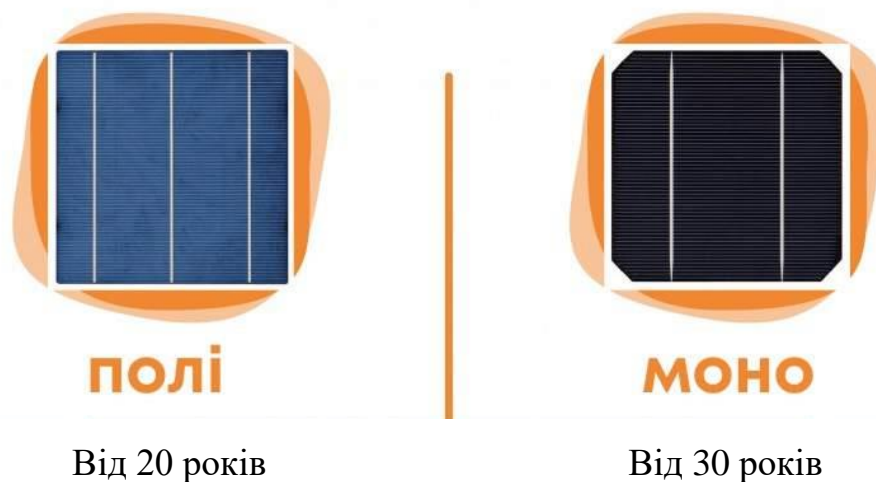


Рисунок 1.2 - Різні види кремнію для сонячних батарей.

Монокристалічні панелі більше нагріваються, погано ловлять розсіяне світло, але ліпше поглинають пряме світло. ККД на 1 м² вищий, отже такі батареї дають можливість зекономити простір за більш високого рівня продуктивності СЕС.

Такі панелі легко розрізняються: монокристалічні мають темно-синій колір, а полікристалічні - світло-синій. Потужності панелі залежить від розміру.

Два види батарей часто використовуються для побудови електростанцій [2].

1.1.3 Довговічність сонячних електричних станцій.

Було доведено, що термін використання СЕС є більшим за 30 р. Частина сонячних електростанцій, що працюють з 1980-х років у США та Європі, показала зменшення ефективності десь на 10,0% після 25-го року їх експлуатації. Кожне новіше покоління таких панелей є набагато прогресивнішим у порівнянні із попереднім. Тому їх стійкість до довгої експлуатації збільшується. Панелі, які виробляються в даний час, працюють ще ефективніше, стабільніше та надійніше за ті, які вимірювалися у згаданих дослідженнях. [2]

Можна стверджувати, що монокристалічні панелі володіють терміном служби вище 30 р., а полікристалічні – від 20 р.

Гарантія, яку виробники панелей надають на свою продукцію (рис. 1.3).

Гарантія:



**Ефективність
фотомодуля не нижче 90%
10-25 років**



**Механічні
ушкодження
1-5 років**

Рисунок 1.3 – Гарантія, яку виробники панелей надають на свою продукцію.

- механічні пошкодження - від одного до п'яти р.;
- від десяти до двадцять п'яти р. на те, що ефективність фотомодуля не зменшиться більше, ніж на 10,0% від номіналу.

Сонячні панелі мають майже необмежений термін використання [22]. Їх деградація являється мізерною. Але вона є різною для різних видів панелей. Зношення відчувається в ефективності видобутку модулів. Це здійснюється за рахунок поетапного руйнування плівки, що герметизує такі панелі. [2]

1.1.4 Збереження терміну служби панелей

Для того щоб СЕС працювала довший час потрібно уникати пошкодження модулів. Це може відбутися через падіння великих гілок або дерев. Велика кількість подряпин на поверхні фотомодуля зменшує його ефективність. Але в загальному панелі виготовляються міцними та витримують вагу наприклад сильного граду. Панелі довговічні. Питання збільшення терміну експлуатації панелей не вивчене по причині відсутність такої необхідності. [23]

1.2 Вихідні дані

Приєднання фотогальванічної електростанції "СЕС Іванківці" на встановлену потужність, на приєднання - 1350 кВт у мережу (пік).

Напруга в точці приєднання – 10 кВ;

Джерело електропостачання: СЕС 10 кВ (електрична станція негарантованої потужності, що буде працювати з видачею потужності в ЛЕП-10 кВ ПС 35/10 кВ "Вернигородок" (1,6 МВА);

Точка забезпечення потужності - РП-35 кВ ПС 35/10 кВ "Вернигородок";

Точка приєднання - на відгалужувальних затискачах опори ПЛ-10 кВ ПС "Вернигородок".

Завдання - розроблення частини внутрішнього електропостачання "СЕС Іванківці" до точки приєднання.

1.3 Схема електропостачання 10 та 0,4 кВ «СЕС Іванківці».

На рисунку 1.4 зображено схему електропостачання 10 та 0,4 кВ «СЕС Іванківці».

1.4 Постановка задач

- Провести розрахунок та вибір силових трансформаторів для ТП-№1 та ТП-№2.
- Запропонувати принципову однолінійну схему РП-0,4 кВ для ТП-№1 та ТП-№2, показати їх компоновання.
- Запропонувати план компоновання ТП-№1 та ТП-№2 на РП-10 кВ.
- Провести розрахунок силового кабелю 0,4 кВ між шафами ЩС та інвертором, а також між шафами ЩС та РП-0,4 кВ.
- Провести розрахунок та вибір трансформаторів струму типу Т-0,66 для РП-0,4 кВ та трансформаторів струму типу ТОЛ-10 для РП-10 кВ СЕС.
- Провести розрахунок та вибір перерізу жил кабельних ліній 10 кВ від РП-10 кВ СЕС до місця приєднання.
- Показати принципову однолінійну схему власних потреб.
- Провести розрахунок струмів короткого замикання 0,4 кВ сонячної електростанції.
- Провести розрахунок заземлення СЕС та запропонувати схему заземлення ТП-№1 та ТП-№2.
- Розглянути питання телемеханіки та зв'язку, грозозахисту СЕС, контролю якості електричної енергії.
- Розглянути організацію обліку відпущеної енергії та питання системи передавання даних АСКОЕ.
- Запропонувати типовий комплект релейного захисту та автоматики приєднань 10 кВ з вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10 і реле захисту МРЗС-05Л.
- Розглянути питання паралельної роботи СЕС з електричною мережею, питання охорони навколишнього середовища, заходи з енергозбереження.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок трансформаторів

Для приєднання фотогальванічної електростанції (ФЕС), проектуємою потужністю 1350 кВт передбачається встановлення двох трансформаторних підстанцій, потужністю 1000 та 630 кВА.

Підстанції складаються з трансформаторів, які приєднано до мереж. Трансформатори встановлюється на фундаментах відкрито. Комірки РП-0,4 та РП-10 кВ - загальна - індивідуального виготовлення, зовнішнього встановлення в металевих контейнерах з монтажем на залізобетонні фундаменти. Автоматичні вимикачі ліній 0,4 кВ для приєднання інверторів фотогальванічної електростанції запроектовано у силових щитах (щити ЩС), які монтуються на металеві каркаси столів безпосередньо біля інверторів. Від щитів ЩС до РП-0,4 кВ ТП-№1, 2 в землі прокладаються силові кабельні лінії 0,4 кВ. Від РП-10 кВ - загальна до трансформаторів ТП-№1, №2 та до точки приєднання ФЕС в зовнішню мережу прокладаються кабельні лінії 10 кВ у земляній траншеї.

Силові трансформатори Т1 та Т2 приєднуються до збірних шин 10 кВ РП-10 кВ - загальна, через комірки типу КСО-309 з вимикачами навантаження типу ВНР-10 та запобіжниками – ПКТ-10. Захист силових трансформаторів від струмів коротких замкнень здійснюється запобіжниками 10 кВ типу ПКТ. Ввідна комірка РП-10 кВ ФЕС (комірка типу КСО 309-17В), комплектується вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10. Цифрове реле максимального струмового захисту типу МРЗС-0,5Л постачається з коміркою комплектно. Трансформатори обираємо типу ТМГ, які встановлюється на залізобетонні фундаменти. Трансформатор має свою маслоприймальну систему.

Вибір трансформатору Т-1.

Розрахунок трансформатора Т-1:

Навантаження складає:

$$P_{pT-1} = 540,0 \text{ кВт}$$

$$\cos\varphi=1$$

$$P_{трмах} - P_n/P_{нм}=540/630*100\%=85,7\%.$$

Для ТП-№1 обираємо трансформатор типу ТМГ потужністю 630 кВА.

Розрахунок трансформатора Т-2:

Навантаження складає:

$$P_{pT-2} = 810,0 \text{ кВт}$$

$$\cos\varphi=1$$

$$P_{трмах} - P_n/P_{нм}=810/1000*100\%=81,0\%.$$

Для ТП-№2 обираємо трансформатор типу ТМГ потужністю 1000 кВА.

2.2 Компенсація реактивної потужності

Інвертори, які будуть встановлені на ділянках "СЕС Іванківці" забезпечують можливість регулювання реактивної потужності. $\cos\varphi$ інверторів - 1, тому встановлення систем компенсації реактивної потужності на "СЕС Іванківці" не передбачається.

2.3. РП-0,4 кВ.

В складі трансформаторних підстанцій запроєктовано РП-0,4 кВ, що складається із щитів силових індивідуального виготовлення з ступенем захисту IP54. Щити комплектуються груповими автоматичними вимикачами та силовим комутаційним апаратом на вводі. У ввідному щиті РП-0,4 кВ також передбачаються трансформатори струму типу Т-0,66 з класу точності 0,5s.

Облік електричної енергії, організація системи АСКОЕ виконується в окремій металевій шафі захисного виконання, яка монтується на захисний контейнер РП-0,4 кВ ззовні.

Силовий трансформатор Т-1 та Т-2 підстанцій приєднується до РП-0,4 кВ через шини гнучкі мідні ізольовані, які з'єднуються з ввідним щитом РП- 0,4 кВ.

Розрахунок гнучких шин для ТП-№1:

Навантаження складає:

$$P_p = 540,0 \text{ кВт}; \cos\varphi = 1;$$

$$I_p = P_p / 1,73 \times 0,4 \times 1 = 780,34 \text{ А.}$$

Обираємо гнучкі шини мідні, прямокутного перерізу, січенням 50х6 з допустимим тривалим струмом 955А (згідно табл. 1.3.31 ПУЕ-2017 [3]).

Розрахунок гнучких шин для ТП-№2:

Навантаження складає:

$$P_p = 810,0 \text{ кВт}; \cos\varphi = 1;$$

$$I_p = P_p / 1,73 \times 0,4 \times 1 = 1170,5 \text{ А.}$$

Обираємо гнучкі шини мідні, прямокутного перерізу, січенням 80х6 з допустимим тривалим струмом 1480А (згідно табл. 1.3.31 ПУЕ-2017 [3]).

Після комутаційного апарату захисту встановлюються трансформатори струму типу Т-0,66 1000/5 - для ТП-№1 та 1500/5 - для ТП-№2 з класом точності 0,5s.

РП-0,4 кВ складаються з комірки вводу та комірки розподільчої. Ввідна комірка РП-0,4 кВ комплектується ввідним вимикачем навантаження, трансформаторами струму типу Т-0,66 та обмежувачами перенапруги ОПН- 0,4 кВ для захисту від імпульсних перенавантажень та розрядів блискавки. В розподільчій комірці монтуються автоматичні вимикачі у кількості 4 шт. - для РП-0,4 кВ ТП-№1 та 5шт. - для РП-0,4 кВ ТП-2. Струм спрацювання комбінованого розчіплювача автоматичних вимикачів – 250 А. Автоматичні вимикачі забезпечують захист від струмів короткого замкнення у вихідному ланцюгу силових шаф ЩС - РП-0,4 кВ. РП-0,4 кВ встановлюються на залізобетонні фундаменти відкрито. Обладнання монтується в захисному корпусі індивідуального виготовлення з ІР65 та вище.

Принципова однолінійна схема РП-0,4 кВ для ТП-№1 зображена на рисунку 2.1.

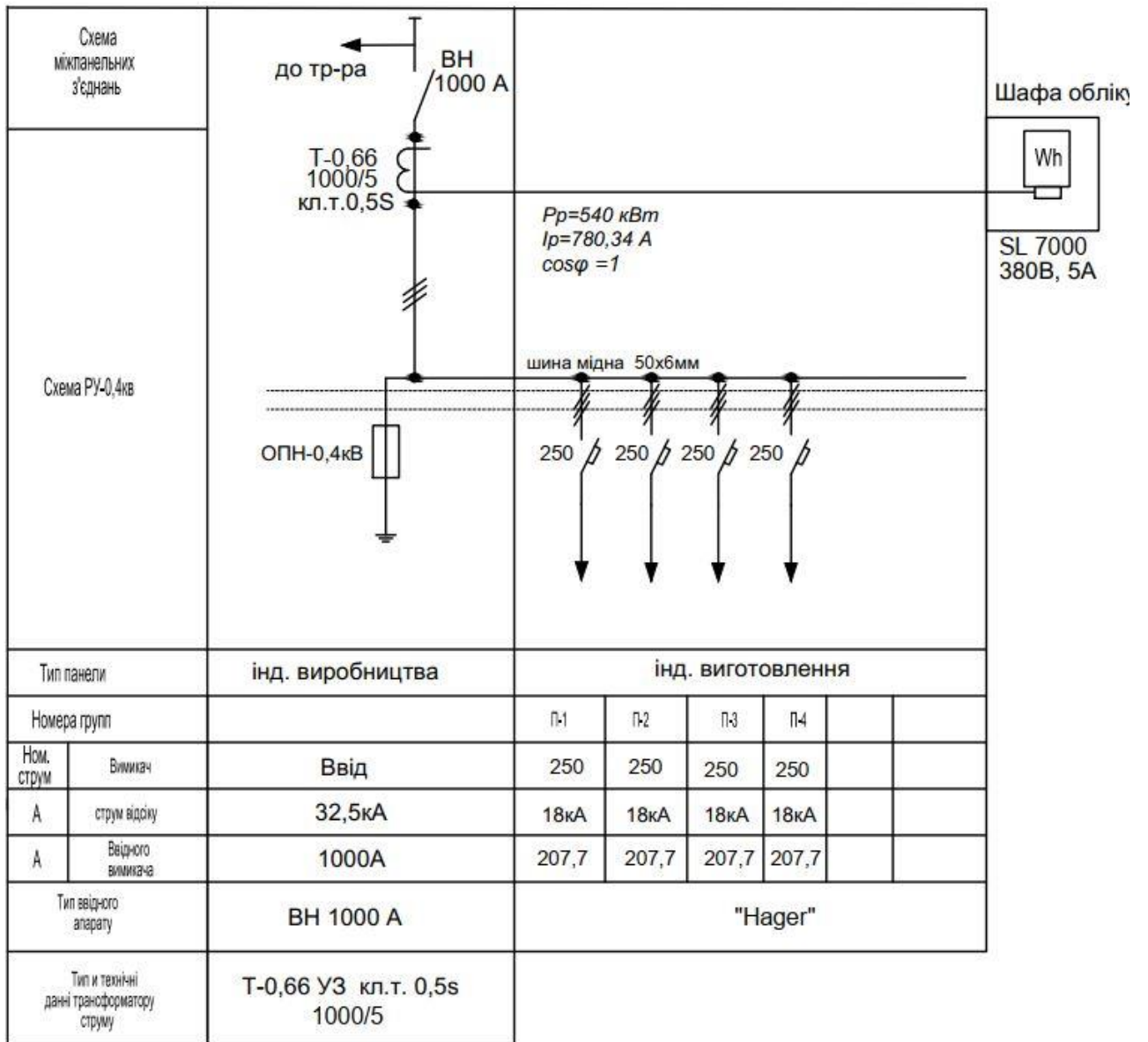


Рисунок 2.1 - Принципова однолінійна схема РП-0,4 кВ для ТП-№1.

Принципова однолінійна схема РП-0,4 кВ для ТП-№2 зображена на рисунку 2.2.

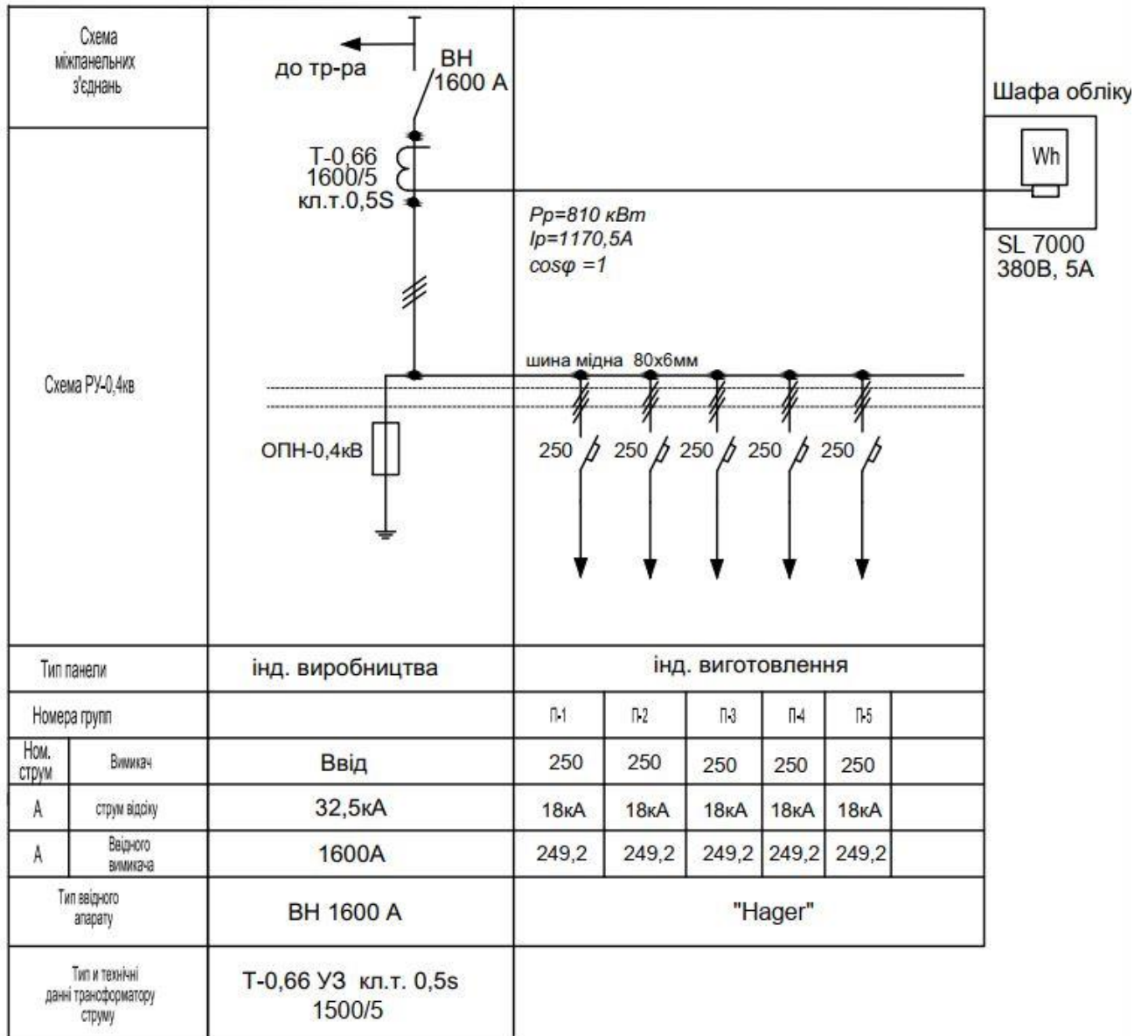


Рисунок 2.2 - Принципова однолінійна схема РП-0,4 кВ для ТП-№2.

Компонування РП-0,4 кВ для ТП-№1 показано на рисунку 2.3.

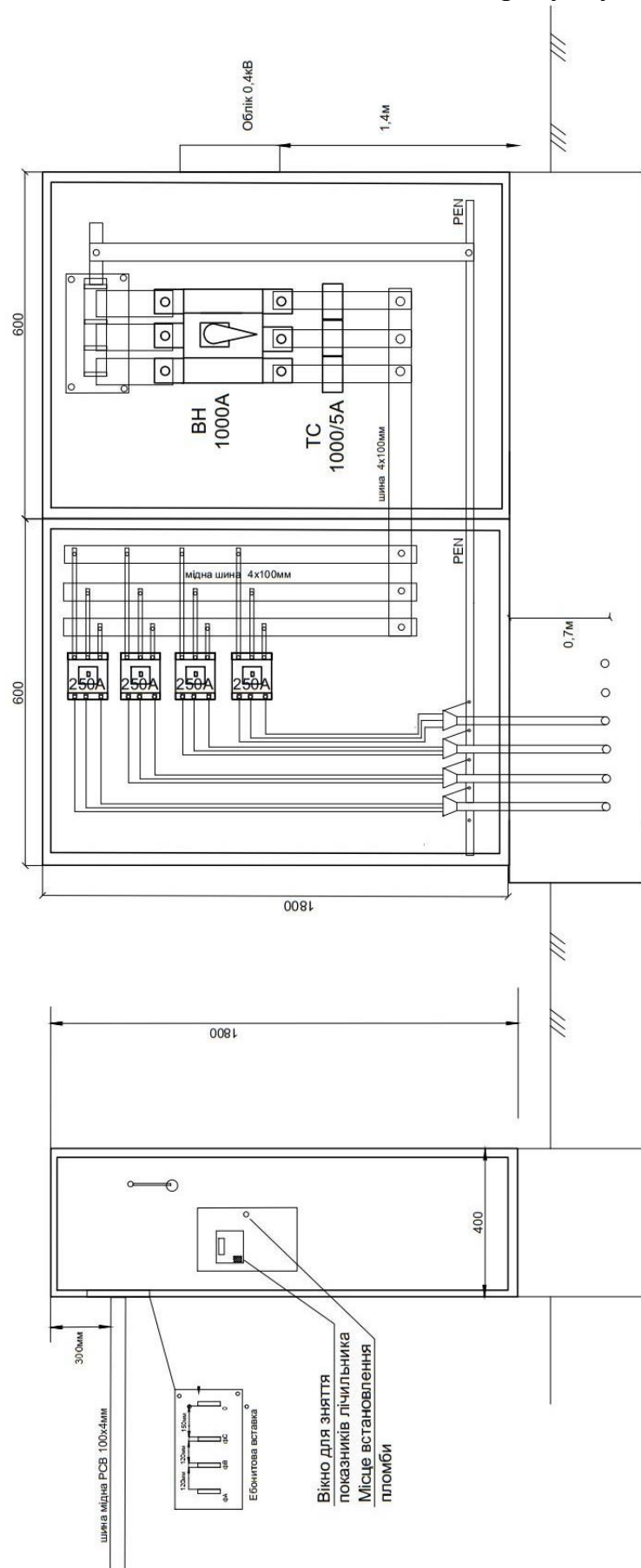


Рисунок 2.3 - Компонування РП-0,4 кВ для ТП-№1

Компонування РП-0,4 кВ для ТП-№2 показано на рисунку 2.4.

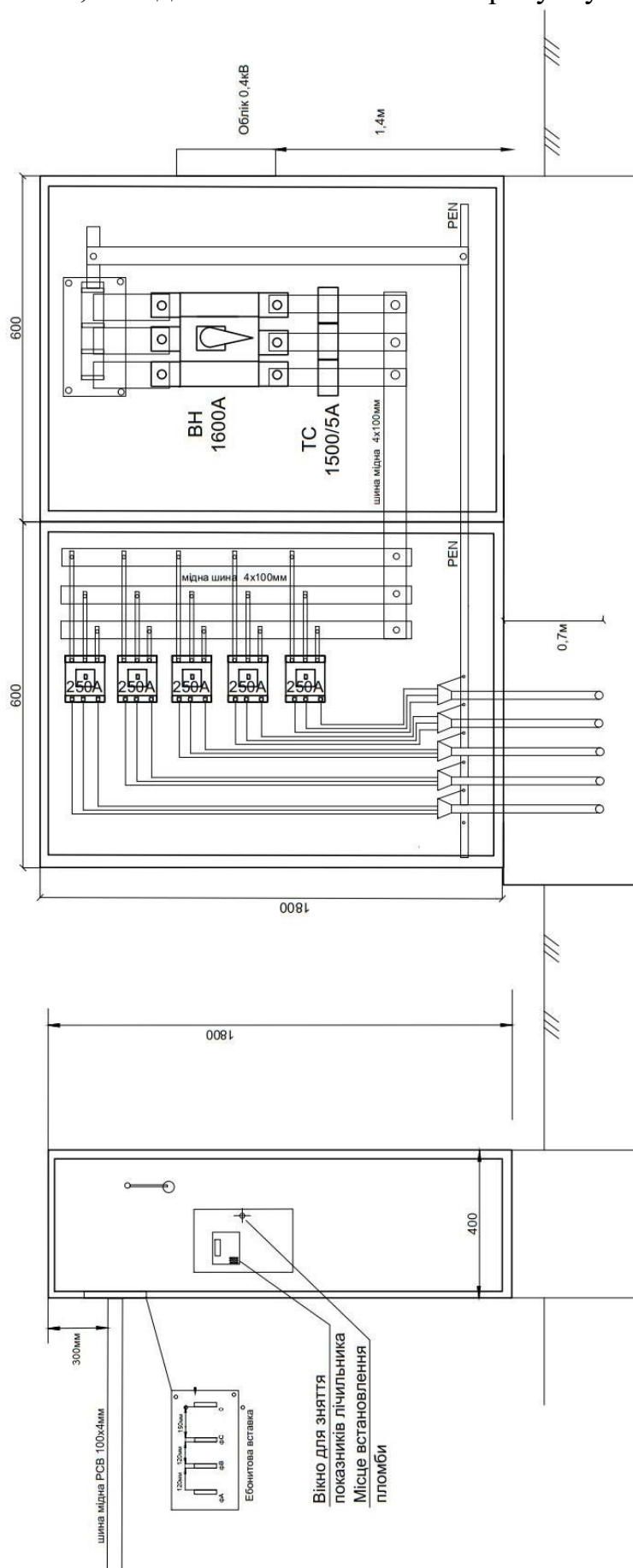


Рисунок 2.4 - Компонування РП-0,4 кВ для ТП-№2

2.4. РП-10 кВ.

Для ТП-№1 та ТП-№2 передбачається окремо розташована РП-10 кВ, що складається з комірок типу КСО-309-04 з розміщенням вимикачів навантаження ВН-10 та плавких запобіжників типу ПКТ-10 - для приєднання трансформаторів до збірних шин 10 кВ, ввідної комірки типу КСО 309-17В – для можливості приєднання в мережу 10 кВ потужності, що генерується, та комірки з трансформатором напруги НТМІ-10 для підключення лічильника обліку та живлення оперативних кіл релейного захисту та автоматики. Також передбачається комірка з трансформатором власних потреб СЕС.

Ввідна комірка СЕС типу КСО 309-17В комплектується вакуумним вимикачем типу ВВ/TEL-10-630, блоком релейного захисту з можливістю передачі інформації, та автоматики МРЗС-0,5Л, трансформаторами струму типу ТОЛ 10 10/5 класу точності 0,5s.

РП-10 кВ комплектується обмежувачами перенапруги ОПН-10 кВ для захисту від імпульсних перенапруг та розрядів блискавки.

РП-10 кВ монтується на залізобетонні фундаменти відкрито. Комірки монтуються в захисному корпусі індивідуального виготовлення з ІР65 та вище.

План компонування ТП-№1 та ТП-№2 на РП-10 кВ показано на рисунку 2.5.

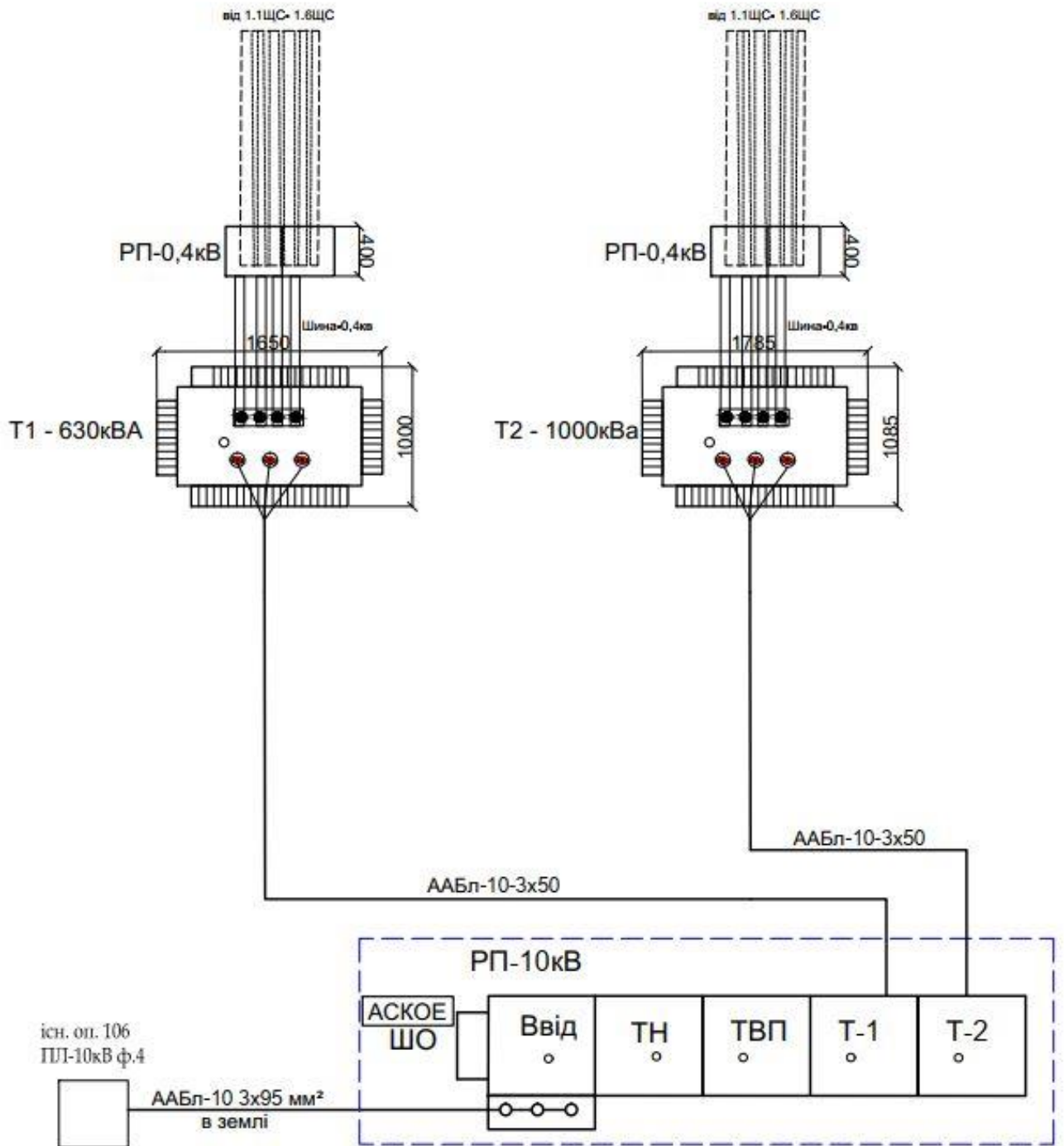


Рисунок 2.5 - План компонування ТП-№1 та ТП-№2 на РП-10 кВ

2.5. Кабель 0,4 кВ між шафами ЩС та інвертором.

Від кожного з п'яти (шести) інверторів (потужністю 27,0 кВт) до шаф силових розподільних ЩС, прокладається мідний гнучкий провід типу ПВСнг 4х16мм² довжиною до 5-12 м. Провід прокладається відкрито у гофрорукаві з самозахисного ПВХ (ДКС «ОКТОПУС») з кріпленням до металевих конструкцій столів.

Враховуючи розрахункову потужність інвертора 27,0 кВт., розраховуємо струм максимального навантаження за формулою:

$$I = P \cdot 1000 / (1,73 \cdot U \cdot \cos\phi) = 27,0 \cdot 1000 / (1,73 \cdot 380 \cdot 0,99) = 41,0 \text{ А.}$$

де I - розрахунковий струм в часи максимуму навантаження інвертора, (А);

Згідно відповідного навантаження, обираємо провід гнучкий мідний типу ПВСнг січенням 4х16мм² з допустимим тривалим струмом $I_{д.тр.}=75\text{А}$ та встановлюємо на приєднаннях до щитів ЩС автоматичні вимикачі з струмом спрацювання 63А.

Максимальна довжина від шаф ЩС до інверторів становить 12 м.

Виконаємо перевірку на втрату напруги обраного проводу ПВСнг-4х16мм² при максимальній довжині лінії 12 м:

Втрати напруги на ділянці «стрінговий інвертор» - щит ЩС (ПВСнг-4х16мм²):

$$\Delta U = I \cdot R;$$

де I – струм у фазі, А;

$$I = P / \sqrt{3} \cdot U,$$

R – опір фази (або кола «+/-»), Ом;

$$R = R_0 \cdot l$$

де R_0 – питомий опір фазного провідника, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

$$R = 1,15 \cdot 0,012 = 0,0138 \text{ Ом.}$$

Струм на ділянці «стрінговий інвертор» - щит ЩС, згідно розрахунку, який наведено вище, становить 41 А.

Втрати напруги становлять:

$$\Delta U = 41 \cdot 0,0138 = 0,57 \text{ В або } 0,15\%$$

Перевіримо на втрату напруги на найдовшій лінії постійного струму на ділянці «блок модулів – стрінговий інвертор», найбільша довжина вказаної ділянки – 120 м. пог.

Втрати напруги на ділянці «блок модулів – стрінговий інвертор», який прокладається кабелем мідним 1х6 мм²:

$$\Delta U = I \cdot R;$$

де I – струм у фазі, А;

$$I = P / U$$

R – опір фази (або кола «+/-»), Ом;

$$R = R_0 \cdot l$$

де R_0 – питомий опір фазного провідника, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

$$R = 2 \cdot 3,1 \cdot 0,12 = 0,744 \text{ Ом.}$$

Струм I , на даній ділянці згідно з характеристиками фотогальванічної панелі складає 9,22 А.

Втрати напруги на вказаній ділянці становлять:

$$\Delta U = 9,22 \cdot 0,744 = 6,86 \text{ В або } 0,85\%$$

2.6. Кабель 0,4 кВ між шафами ЩС та РП-0,4 кВ.

Від кожної шафи ЩС до РП-0,4 кВ ТП-№1 та ТП-№2 прокладається мідний силовий кабель типу ВВГнг. Кабель прокладається приховано в землі у гофрорукаві з самозахисного ПВХ (ДКС «ОКТОПУС»). Кабель прокладається, згідно ПУЕ [3].

Максимальна довжина прокладання кабелю, на ділянці ЩС–РП-0,4, становить 50 м.

Враховуючи розрахункову потужність в часи максимального завантаження СЕС, потужність шаф ЩС становить: 162 кВт (6 інверторів на щит).

Розраховуємо струм максимального навантаження:

$$I = P \cdot 1000 / (1,73 \cdot U \cdot \cos\phi) = 162 \cdot 1000 / (1,73 \cdot 400 \cdot 1) = 234,1 \text{ А.}$$

де I - розрахунковий струм в часи максимуму навантаження СЕС, (А).

Згідно розрахованого навантаження, обираємо кабель мідний типу ВВГнг січенням 3х95+1х50 мм² з допустимим тривалим струмом $I_{д.тр.}=280\text{А}$ (згідно каталожних даних ПАО «Завод Южкабель») та встановлюємо на приєднаннях до РП-0,4 кВ автоматичні вимикачі зі струмом спрацювання 250А.

Виконаємо перевірку на втрату напруги обраного кабелю ВВГнг-3х95+1х50мм² при максимальній довжині лінії 50 м:

Втрати напруги на ділянці щит ЩС – РП-0,4 ТП-№2 (ВВГнг-3х95+1х50мм²):

$$\Delta U = I \cdot R;$$

де I – струм у фазі, А;

$$I = P / \sqrt{3} \cdot U$$

R – опір фази (або кола «+/-»), Ом;

$$R = R_0 \cdot l$$

де R_0 – питомий опір фазного провідника, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

$$R = 0,194 \cdot 0,05 = 0,0097 \text{ Ом.}$$

Струм на ділянці щит ЩС – РП-0,4 кВ, згідно розрахунку, який наведено вище для потужності 162 кВт становить 234,1 А.

Втрати напруги становлять:

$$\Delta U = 234,1 \cdot 0,0097 = 2,27 \text{ В або } 0,57\%;$$

Максимальна втрата напруги від найдовшого за кабельним приєднанням блоку модулів до РП-0,4 кВ ТП-№2 становить:

$$\Delta U = 0,15\% + 0,85\% + 0,57\% = 1,57\%;$$

Втрати напруги в межах 2%, що задовольняє вимозі.

2.7. Вибір трансформаторів струму типу Т-0,66 для РП-0,4 кВ.

Для РП-0,4 кВ ТП-№1, $P_p=540$ кВт, $I_p=780,34$ А:

Струм первинної обмотки при максимальному завантаженні становить:

$$I_{1\max} = 780,34 \text{ А}$$

Попередньо обираємо трансформатор струму з коефіцієнтом трансформації 1000/5.

Струм вторинної обмотки при максимальному завантаженні:

$$I_{2\max} = I_1 / K_{\text{тр}} = 780,34 / 200 = 3,9 \text{ А}$$

Струм лічильника трансформаторного підключення SI7000 становить 5 А.

$$40\% I_{\text{н.ліч.}} = 5 \text{ А} \cdot 40\% = 2 \text{ А}$$

Керуючись п.1.5.17 ПУЕ [3]: $I_2 \geq 40\% I_{\text{н.ліч.}}$; $3,9 \text{ А} \geq 2 \text{ А}$. - вимога виконується.

Мінімальне завантаження РП-0,4 кВ приймається з розрахунку 40% генерації СЕС, враховуючи мінімальну напругу для запуску інвертора –580 В, та становить $540 \cdot 40\% = 216$ кВт.

Струм мінімального завантаження первинної обмотки становить:

$$I_{1\min} = 216 / 1,73 \cdot 0,4 \cdot 1 = 312,14 \text{ А}$$

Струм мінімального завантаження вторинної обмотки становить:

$$I_{2\min} = I_1 / K_{\text{тр}} = 312,14 / 200 = 1,56 \text{ А};$$

$$5\% I_{\text{н.ліч.}} = 5 \text{ А} \cdot 5\% = 0,25 \text{ А}$$

Керуючись п.1.5.17 ПУЕ [3]: $I_2 \geq 5\% I_{н.ліч.}$; $1,56 \text{ А} \geq 0,25 \text{ А}$ - вимога виконується.

Обираємо трансформатор струму типу Т-0,66 1000/5 з класом точності 0,5s
Для РП-0,4 кВ ТП-№2, $P_p=810 \text{ кВт}$, $I_p=1170,5 \text{ А}$:

Струм первинної обмотки при максимальному завантаженні становить:

$$I_{1\max} = 1170,5 \text{ А}$$

Попередньо обираємо трансформатор струму з коефіцієнтом трансформації 1500/5.

Струм вторинної обмотки при максимальному завантаженні:

$$I_{2\max} = I_1 / K_{тр} = 1170,5 / 300 = 3,9 \text{ А}$$

Струм лічильника трансформаторного підключення S17000 становить 5 А.

$$40\% I_{н.ліч.} = 5 \text{ А} \cdot 40\% = 2 \text{ А}$$

Керуючись п.1.5.17 ПУЕ [3]: $I_2 \geq 40\% I_{н.ліч.}$; $3,9 \text{ А} \geq 2 \text{ А}$ - вимога виконується.

Мінімальне завантаження РП-0,4 кВ приймається з розрахунку 40% генерації СЕС, враховуючи мінімальну напругу для запуску інвертора –580 В, та становить $810 \cdot 40\% = 324 \text{ кВт}$.

Струм мінімального завантаження первинної обмотки становить:

$$I_{1\min} = 324 / 1,73 \cdot 0,4 \cdot 1 = 468,2 \text{ А}$$

Струм мінімального завантаження вторинної обмотки становить:

$$I_{2\min} = I_1 / K_{тр} = 468,2 / 300 = 1,56 \text{ А};$$

$$5\% I_{н.ліч.} = 5 \text{ А} \cdot 5\% = 0,25 \text{ А}$$

Керуючись п.1.5.17 ПУЕ [3]: $I_2 \geq 5\% I_{н.ліч.}$; $1,56 \text{ А} \geq 0,25 \text{ А}$ - вимога виконується.

Обираємо трансформатор струму типу Т-0,66 1500/5 з класом точності 0,5s

2.8. Вибір трансформаторів струму типу ТОЛ-10 для РП-10 кВ СЕС.

Ввідна комірка РП-10 кВ СЕС (1350 кВт):

Струм первинної обмотки при максимальному завантаженні становить:

$$I_{1\max} = 78,03 \text{ А}$$

Попередньо обираємо трансформатор струму з коефіцієнтом трансформації 100/5.

Струм вторинної обмотки при максимальному завантаженні:

$$I_{2\max} = I_1 / K_{\text{тр}} = 78,03 / 20 = 3,9 \text{ А}$$

Струм лічильника трансформаторного підключення S17000 становить 5 А.

$$40\% I_{\text{н.ліч.}} = 5 \text{ А} \cdot 40\% = 2 \text{ А}$$

Керуючись п.1.5.17 ПУЕ [3]: $I_2 \geq 40\% I_{\text{н.ліч.}}$; $3,9 \text{ А} \geq 2 \text{ А}$. - вимога виконується.

Мінімальне завантаження РП-0,4 кВ приймається з розрахунку 40% генерації СЕС, враховуючи мінімальну напругу для запуску інвертора –580 В, та становить

$$1350 \cdot 40\% = 540 \text{ кВт.}$$

Струм мінімального завантаження первинної обмотки становить:

$$I_{1\min} = 540 / (1,73 \cdot 10 \cdot 1) = 31,21 \text{ А.}$$

Струм мінімального завантаження вторинної обмотки становить:

$$I_{2\min} = I_1 / K_{\text{тр}} = 31,21 / 20 = 1,56 \text{ А;}$$

$$5\% I_{\text{н.ліч.}} = 5 \text{ А} \cdot 5\% = 0,25 \text{ А}$$

Керуючись п.1.5.17 ПУЕ [3]: $I_2 \geq 5\% I_{\text{н.ліч.}}$; $1,56 \text{ А} \geq 0,25 \text{ А}$ - вимога виконується.

Для ввідної комірки РП-10 кВ "СЕС Іванківці" в межах потужності приєднання (1350 кВт) вибираємо трансформатор струму типу ТОЛ-10 100/5 з класом точності 0,5s.

2.9. Вибір перерізу жил кабельних ліній 10 кВ від РП-10 кВ СЕС до місця приєднання.

В якості кабельної лінії 10 кВ від РП-10 кВ СЕС до точки приєднання "СЕС Іванківці" - оп. №107, обираємо броньований кабель з паперовою ізоляцією з алюмінієвими жилами в алюмінієвій оболонці типу ААБл.

З обох сторін на кабель встановлюємо термоусадкові муфти. Кабель прокладається в траншеї. Максимальна довжина траси – 200 м.

Закінчивши укладання кабелю і монтаж з'єднувальних муфт, кабель і муфти маркуються. Після цього, вимірюється опір ізоляції кабелю і випробовується ізоляція кабелю підвищеною напругою.

На підставі даних, отриманих при огляді і перевірці, складається акт і виконується ескіз кабельної лінії з оцінками відстаней від капітальних споруджень. Якщо огляд траншеї і перевірка кабелю дали позитивні результати, приступають до маркування траси і засипання траншеї.

Розрахункове максимальне навантаження кабельної лінії становить:

- від РП-10кВ до оп. №107 - 1350 кВт;

За тривало-допустимим значенням струму:

$$I_{рmax} = P_{рmax} / (\sqrt{3} * U_n * \cos\varphi)$$

де $P_{рmax}$ - максимальне розрахункове навантаження, кВт;

U_n - номінальна напруга мережі живлення, В.

$\cos\varphi$ - розрахунковий коефіцієнт потужності.

$$I_{рmax} = 1350 / (\sqrt{3} * 10 * 1) = 78,03 \text{ А};$$

Приймаємо номінальний переріз жили кабелю типу ААБл, допустимий струм для якого – не менше 80А

За економічною щільністю струму.

Розрахунковий перетин жили живильного кабелю визначають за формулою:

$$S_e = I_{p.max} / \mu_e$$

$I_{p.max}$ -максимальний розрахунковий струм, А;

μ_e - нормоване значення економічної щільності струму, А / мм

$$S_e = 78,03 / 1,6 = 48,77 \text{ mm}^2;$$

Враховуючи вищенаведені розрахунки приймаємо наступні сечення кабельних ліній:

- від РП-10 кВ до оп. №107 приймаємо кабель типу ААБл сеченням $3 \times 95 \text{ mm}^2$, тривалий допустимий струм якого становить $I_{т.д.} = 192$ А (згідно каталожних характеристик ПАО «Завод Южкабель»);

За втратою напруги:

Виконаємо перевірку на втрату напруги обраного кабелю ААБл- $3 \times 95 \text{ mm}^2$ при максимальній довжині лінії 180 м:

Втрати напруги на ділянці РП-10 кВ СЕС – оп. №107 ($l = 180$ м):

$$\Delta U = I \cdot R,$$

де I – струм у фазі, А;

$$I = P / (\sqrt{3} \cdot U)$$

R – опір фази (або кола «+/-»), Ом;

$$R = R_0 \cdot l$$

де R_0 – питомий опір фазного провідника, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

$$R = 0,329 \cdot 0,18 = 0,059 \text{ Ом.}$$

Струм на ділянці РП-10 кВ СЕС – оп. №107, згідно розрахунку, який наведено вище становить 78,03 А.

Втрати напруги становлять:

$$\Delta U = 78,03 \cdot 0,059 = 4,6 \text{ В або } 0,046\%$$

Приймаємо кабель типу ААБл-10 січенням $3 \times 95 \text{ мм}^2$, тривалий допустимий струм якого становить $I_{т.д.} = 192 \text{ А}$ (згідно каталожних характеристик ПАО «Завод Южкабель»).

2.10. Власні потреби СЕС

На приєднання для підключення власних потреб сонячної електростанції передбачено:

- Встановлення комірки з трансформатором власних потреб ТМГ-5/10/0,4кВ, потужністю 25 кВА;
- точка підключення - накінцевики КЛ-10 кВ на приєднанні КЛ-10 кВ до ввідної комірки РП-10 кВ СЕС від існуючої опори №107 ПЛ-10кВ ф-4;
- Потужність приєднання – 20 кВт.
- облік електричної енергії - передбачено встановлення електронного, багатофункціонального лічильника прямого підключення типу АСЕ 6000 100А, 380 В клас точності 1 в окремій шафі ШО, яка розміщується на РП- 10 кВ СЕС. На вводі ШО передбачити автоматичний вимикач з $I_{к.р.} = 40 \text{ А}$.

До основних споживачів власних потреб належать:

- технологічне обладнання;
- прожектори охоронного освітлення території;
- прилади сигналізації, відеоспостереження, моніторингу, тощо;
- споживання електроенергії інверторами в нічний час.

На рисунку 2.6 зображено принципову однолінійну схему ЩР ВП КПДП.

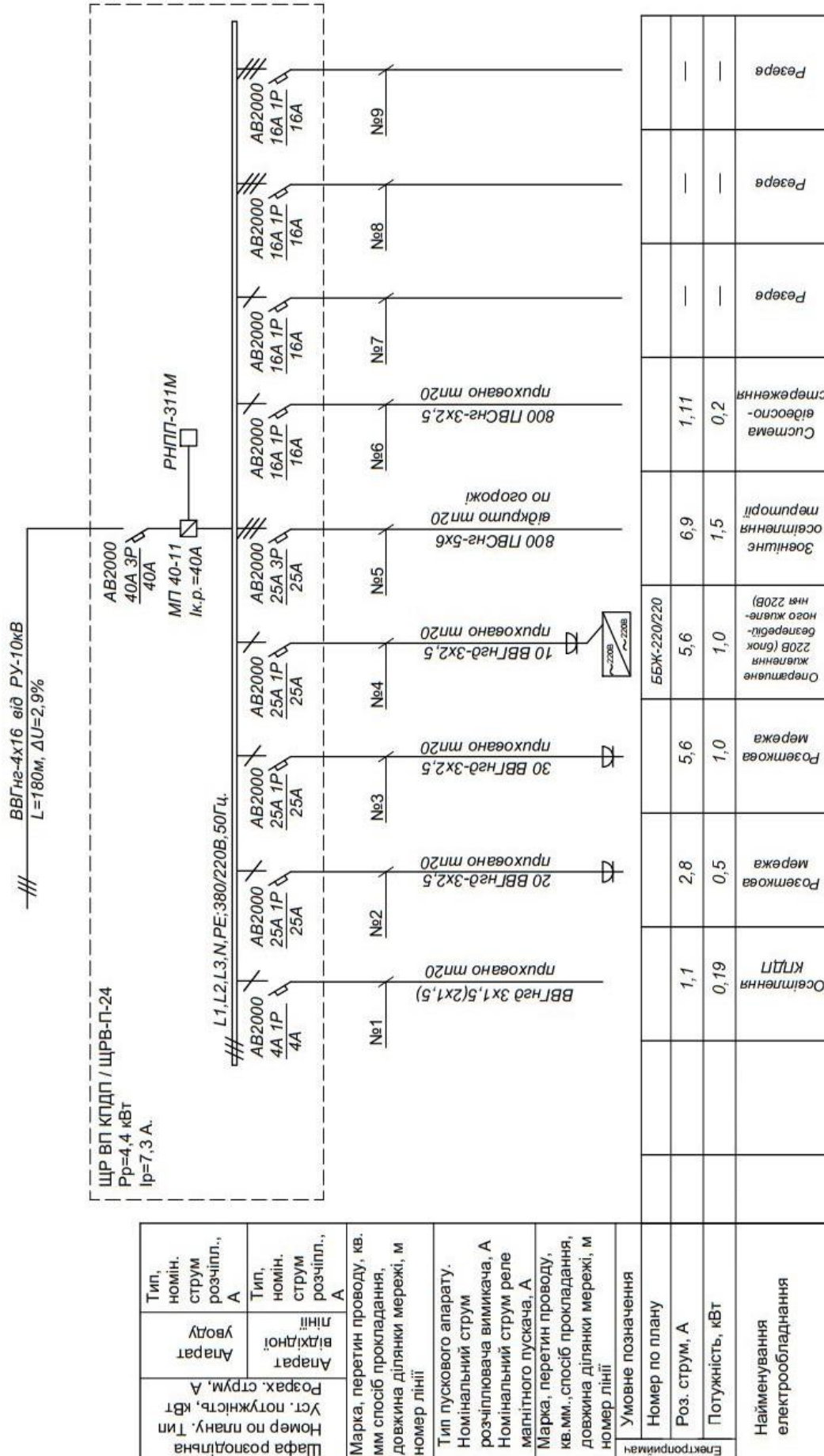


Рисунок 2.6 - Принципова однолінійна схема ЩР ВП КДПД.

2.11 Висновки до Розділу 2

1. Проведено розрахунок та вибір силових трансформаторів для ТП-№1 та ТП-№2. При навантаженні 540 кВт для ТП-№1 вибрано силовий трансформатор типу ТМГ потужністю 630 кВА з коефіцієнтом завантаження 85,7%. При навантаженні 810 кВт для ТП-№2 вибрано силовий трансформатор типу ТМГ потужністю 1000 кВА з коефіцієнтом завантаження 81,0%.

2. В зв'язку з тим, що інвертори, які будуть встановлені на ділянках сонячної електростанції забезпечують можливість регулювання реактивної потужності і забезпечують $\cos\phi=1$, додаткового встановлення систем компенсації реактивної потужності не передбачається.

3. Запропоновано принципова однолінійна схема РП-0,4 кВ для ТП-№1 та ТП-№2, а також показано їх компонування. Також запропоновано план компонування ТП-№1 та ТП-№2 на РП-10 кВ.

4. Проведено розрахунок силового кабелю 0,4 кВ між шафами ЩС та інвертором, а також між шафами ЩС та РП-0,4 кВ.

5. Проведено розрахунок та вибір трансформаторів струму типу Т-0,66 для РП-0,4 кВ та трансформаторів струму типу ТОЛ-10 для РП-10 кВ СЕС.

6. Проведено розрахунок та вибір перерізу жил кабельних ліній 10 кВ від РП-10 кВ СЕС до місця приєднання.

7. Показана принципова однолінійна схема власних потреб.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок струмів КЗ 0,4 кВ СЕС.

Вихідні дані:

- Потужність трансформаторів Т-1– $S_{ном}=630$ кВА; Т-2– $S_{ном}=1000$ кВА;
- Схема з'єднання обмоток 10/0,4 кВ - Y/Y_n;
- Напруга: $U_{ном.}=10/0,4$ кВ;
- Характеристика трансформатору ТМГ-1000 кВА: $U_{к.з.}=5,5\%$; $\Delta P_{к.з.}=12,2$ кВт; ТМГ-630 кВА: $U_{к.з.}=5,5\%$; $\Delta P_{к.з.}=7,6$ кВт;

На рисунку 3.1 показана схема мереж електропостачання СЕС.

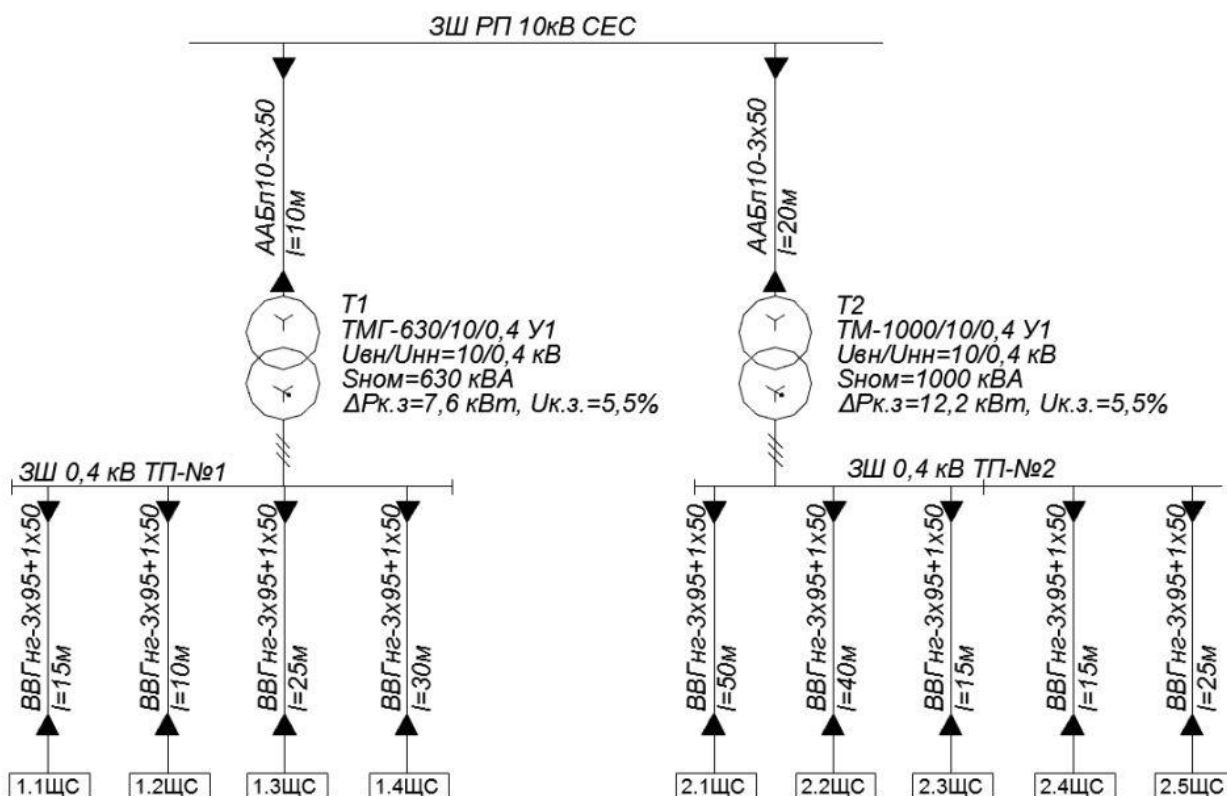


Рисунок 3.1 - Схема мереж електропостачання СЕС.

На рисунку 3.2 показана схема заміщення.

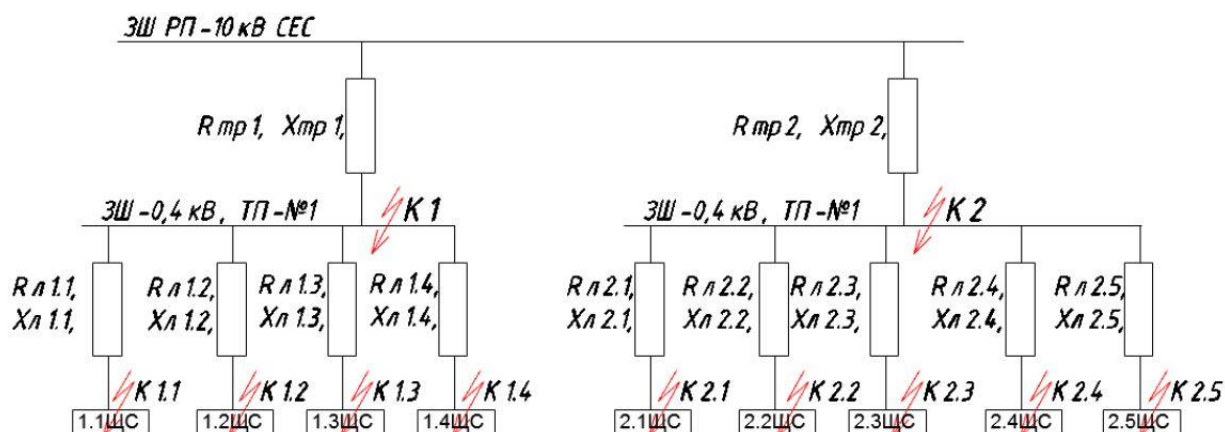


Рисунок 3.2 – Схема заміщення.

Реактивний опір трансформатора ТМГ-1000 кВА приведений до сторони 0,4 кВ:

$$X_{m1} = \sqrt{U_K^2 - \left(\frac{100P_{KZ}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_H} = 0,0085 \text{ Ом.}$$

Активний опір трансформатора ТМГ-1000 кВА приведений до сторони 0,4 кВ:

$$R_{m1} = \frac{P_{KZ} \cdot U_{HH}^2}{S_H^2} = 0,00195 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір трансформатора ТМГ-630 кВА приведений до сторони 0,4 кВ:

$$X_{m1} = \sqrt{U_K^2 - \left(\frac{100P_{KZ}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_H} = 0,0136 \text{ Ом.}$$

Активний опір трансформатора ТМГ-630 кВА приведений до сторони 0,4 кВ:

$$R_{m1} = \frac{P_{KZ} \cdot U_{HH}^2}{S_H^2} = 0,0031 \text{ Ом.}$$

Опори КЛ-0,4 кВ на ділянках РП-0,4 кВ ТП-№1, №2 - шафа ЩС:

$$R_{J1.1} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,015 = 0,0029 \text{ Ом};$$

$$R_{J1.2} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,01 = 0,00195 \text{ Ом};$$

$$R_{J1.3} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,025 = 0,0049 \text{ Ом};$$

$$R_{J1.4} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,03 = 0,0059 \text{ Ом};$$

$$R_{J2.1} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,05 = 0,0098 \text{ Ом};$$

$$R_{J2.2} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,04 = 0,0078 \text{ Ом};$$

$$R_{J2.3} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,015 = 0,0029 \text{ Ом};$$

$$R_{J2.4} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,015 = 0,0029 \text{ Ом};$$

$$R_{J2.5} = R_0 \cdot l = 0,195 \cdot 0,025 = 0,0049 \text{ Ом}.$$

Максимальний струм трифазного КЗ на шинах РП-0,4 кВ ТП-№1 приведен до сторони 0,4 кВ (т. К1):

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{mp1}^2 + X_{mp1}^2}} = 16,55 \text{ кА}.$$

Максимальний струм двухфазного КЗ на шинах РП-0,4 кВ ТП-№1 приведен до сторони 0,4 кВ (т. К1):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = 14,3 \text{ кА}.$$

Струм ударного КЗ на шинах РП-0,4 кВ ТП-№1 приведен до сторони 0,4 кВ (т. К1):

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot K_{y\partial} = 25,67 \text{ кА}.$$

Розрахунки в інших точках КЗ проводимо аналогічно та заносимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку точок КЗ

Приєднання	т. КЗ	L, м	Кабель	Ідоп.,А	Ікр. АВ	Ік.з.(3), кА	Ік.з.(2),к А	Іуд, кА
ЗШ-0,4 КТП№1	К1	-	-	-		16.55	14.3	25.67
ЗШ-0,4 КТП№2	К2	-	-	-		26.27	22.72	40.7
КТП№1- 1.1ЩС	К1.1	15,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	14.45	12.49	22.4
КТП№1- 1.2ЩС	К1.2	10,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	15.13	13.09	23.46
КТП№1- 1.3ЩС	К1.3	25,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	13.17	11.39	20.43
КТП№1- 1.4ЩС	К1.4	30,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	12.59	10.9	19.52
КТП№2- 2.1ЩС	К2.1	50,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	13.43	11.61	20.82
КТП№2- 2.2ЩС	К2.2	40,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	15.09	13.05	23.4
КТП№2- 2.3ЩС	К2.3	15,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	21.13	18.28	32.77
КТП№2- 2.4ЩС	К2.4	15,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	21.13	18.28	32.77
КТП№2- 2.5ЩС	К2.5	25,0	ВВГнг- 3х95+1х50	280,0	250,0	18.33	15.86	28.43

Виходячи з умов роботи ФЕС, підживлення струмів короткого замикання від електроустановки є неможливим, тому що номінальним режимом роботи фотоелектричних модулів є режим короткого замикання. Таким чином під час аварійних та нештатних ситуацій з боку ФЕС не відбуватиметься підживлення струмів короткого замикання.

3.2. Заземлення СЕС.

В якості контуру заземлення ТП-№1 та ТП-№2 застосовується сталевий прут ф 18 мм довжиною 3,0 м., що забивається у землю на глибину 3,0 м., кількість електродів становить - 8 шт - для ТП№2 та 7 шт - для ТП-№1. Кінець смуги заводиться до кожного трансформатора та до кожної шаф РП-10 кВ та РП-0,4 кВ у двох точках.

Опір контура заземлення повинен бути меншим 4 Ом в будь-яку пору року. Контур заземлення розміщується за місцем з урахуванням існуючих мереж.

Шов накладається у два слої.

Розрахунок заземлюючого пристрою. ТП-№2:

Розрахуємо опір розтікання проектного заземлюючого пристрою (вертикального заземлювача-стержня Д18 мм):

$$R_0 = \frac{\rho_{екв}}{2\pi \cdot L} \left[\ln\left(\frac{2L}{d}\right) + 0,5 \ln\left(\frac{4T+L}{4T-L}\right) \right]$$

де $\rho_{екв}$ – питомий опір ґрунту, $\rho_{екв} = 70 \text{ Ом/м}$;

L – довжина вертикального заземлювача, $L=3 \text{ м.}$;

T – відстань до середини стержня від поверхні землі, $T = 1,5 + 0,9 = 2,4 \text{ м.}$

d – діаметр стержня, $d = 0,018 \text{ м.}$;

$$R_0 = 22,78 \text{ Ом.}$$

Визначимо опір розтікання вертикальних заземлювачів враховуючи попередньо прийняту їх кількість 8 шт.

$$R_{в.сум.} = \frac{R_0}{N \cdot K_{в.в.з.}} = 3,47 \text{ Ом,}$$

де n – кількість вертикальних заземлювачів, $N=8 \text{ шт.}$;

$K_{в.в.з.}$ - коефіцієнт використання вертикального заземлювача, $K_{в.в.з.}=0,82$.

Розрахуємо опір розтікання проектного заземлюючого пристрою (горизонтального заземлювача-сталеві смуги 40x4):

$$R_z = 0,366 \left(\frac{\rho_{екв} \cdot \psi}{L_z \cdot \eta_z} \right) \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L_z^2}{b \cdot t} \right)$$

$$R_{Г} = 18,82 \text{ Ом.}$$

де b – ширина полоси заземлення, $b = 0,04$ м.;

t – глибина закладання полоси заземлення, $t = 0,9$ м.

де $L_{Г}$ – довжина горизонтального заземлювача, $L = 24$ м.;

$\rho_{екв}$ – питомий опір ґрунту, $\rho_{екв} = 70$ Ом/м;

ψ - коефіцієнт сезонності, $\psi = 1,36$;

$\eta_{Г}$ - коефіцієнт використання горизонтального заземлювача, $\eta_{Г} = 0,9$.

Загальний опір розтікання струму контуру заземлення:

$$R_3 = \frac{R_{в.сум.} \cdot R_z}{R_{в.сум.} + R_z}$$

$$R_3 = 2,93 \text{ Ом.}$$

Приймаємо контур заземлення, що виконується металевими круглими прутами діаметром 18 мм, в кількості 8 шт. Відстань між прутами – 3 м. Горизонтальний заземлювач - штаба металева січенням 40x4 мм., що прокладається на відмітці 0,7 м. від поверхні землі. Довжина штаби - 28 м.

На рисунку 3.3 показано заземлення ТП-№1 та ТП-№2.

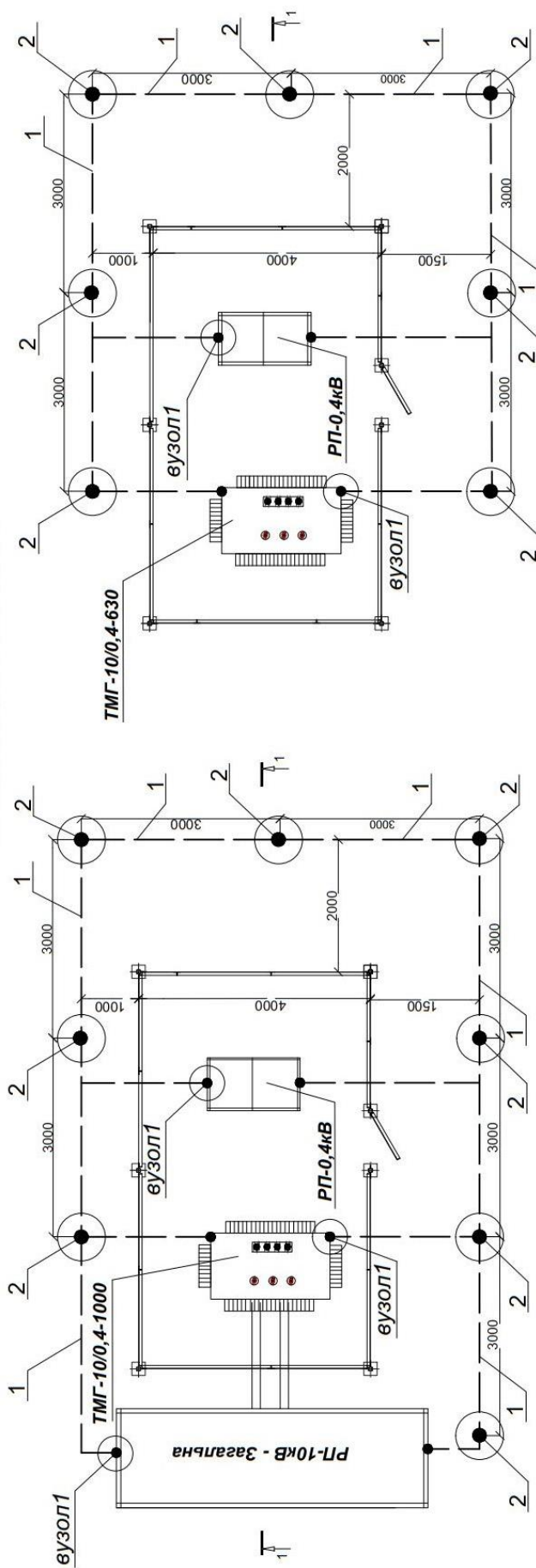


Рисунок 3.3 - Заземлення ТП-№1 та ТП-№2.

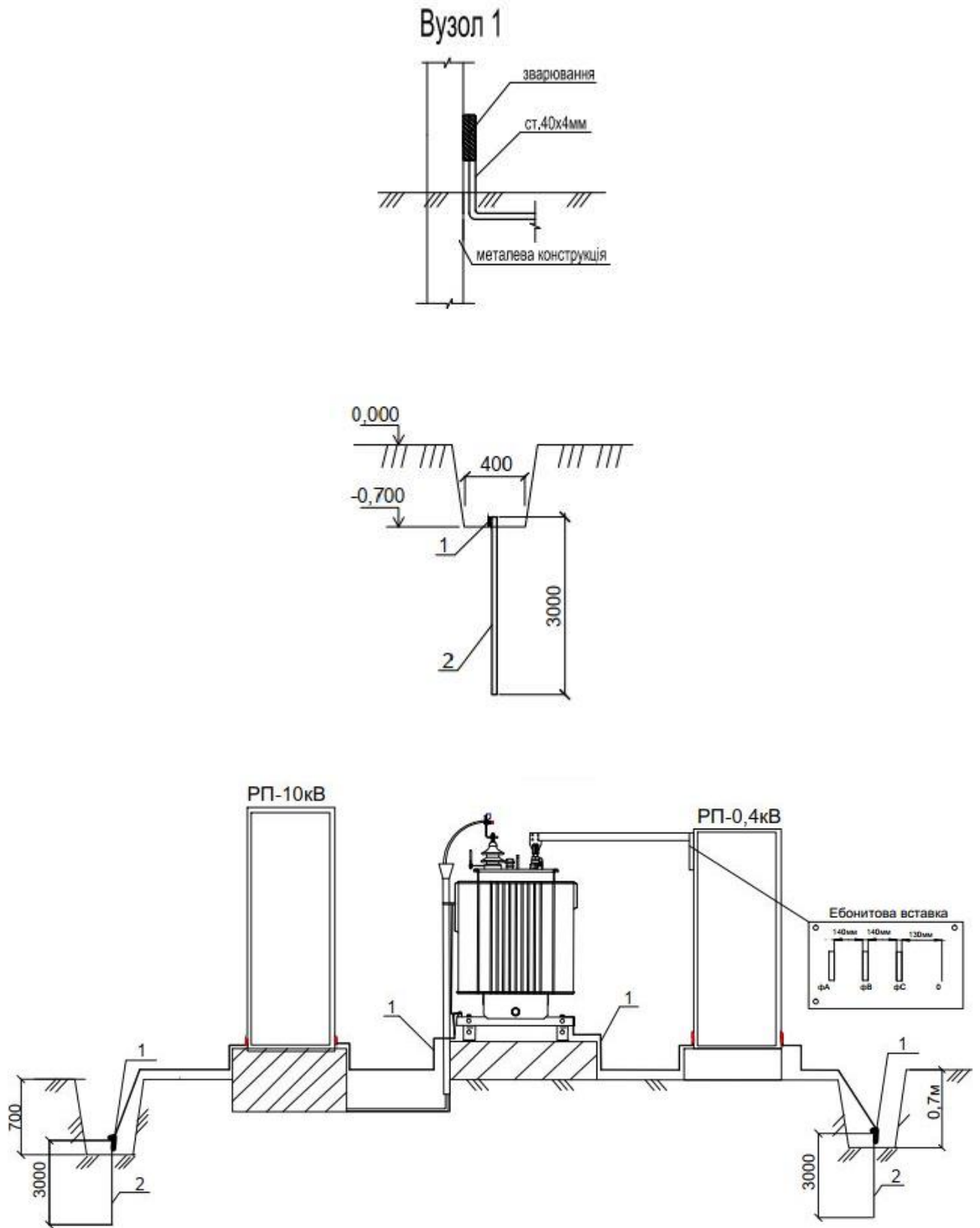


Рисунок 3.3 - заземлення ТП-№1 та ТП-№2 (продовження).

3.3. Телемеханіка та зв'язок.

Зняття всіх параметрів якості мережі 10 кВ СЕС "Іванківці" передбачається через шафований цифровий багатофункціональний аналізатор якості/мережевий вимірювач типу NEMO 96HD, який монтується в комірці вводу РП-10 кВ СЕС «Іванківці».

Передача інформації здійснюється за допомогою окремого GPRS-модема, який встановлюється на боковій стінці РП-10 кВ СЕС "Іванківці".

В якості каналу передачі даних телемеханіки передбачено використання мережі GPRS/3G - зв'язку оператора Vodafone на участку між СЕС "Іванківці" (РП-10 кВ СЕС) та АРМ диспетчера, для передачі телеметричної інформації передбачено використання існуючої корпоративної мережі зв'язку та передачі даних Товариства.

Подальша ретрансляція даних від СЕС "Іванківці" в ОІК РДЦ ПЗР здійснюється в загальному масиві даних існуючими каналами міжмашинного обміну.

На території СЕС "Іванківці" передбачається цілодобове перебування оперативно-обслуговуючого персоналу.

Зв'язок з диспетчером здійснюється за допомогою стільникового оператора мобільного зв'язку.

3.4. Грозозахист СЕС.

Грозозахист СЕС подано в Додатку Є.

3.5. Контроль якості електричної енергії.

Контроль якості електричної енергії подано в Додатку Ж.

3.6. Організація обліку відпущеної електроенергії. Система передавання даних АСКОЕ.

В якості системи технічного обліку на СЕС запроектовано облік на стороні НН - в РП-0,4 кВ ТП-№1 та ТП-№2. Комерційний облік організовується в ввідній комірці приєднання РП-10 кВ. В якості лічильника обліку прийняти багатофункціональний двонаправлений лічильник електроенергії типу SL 7000 100В, 5А з класом точності 0,5s. Лічильники відокремлюють та встановлюють в окремих шафах ШО з можливістю відокремлення та пломбування. Для РП-0,4 кВ ТП підключення лічильників виконують через трансформатори струму типу Т-0,66 з класом точності 0,5s. Для загальної РП-10 кВ СЕС підключення лічильника виконують через трансформатори струму типу ТОЛ-10 з класом точності 0,5s та трансформатор напруги НТМІ-10.

Передбачається організація системи АСКОЕ для передачі даних засобів обліку на стороні 0,4 кВ та 10 кВ. АСКОЕ передбачити в відокремленій комірці ШО.

Засоби обліку запроектовано в окремих шафах ШО, а всі дооблікові кола повинні бути закриті з можливістю подальшого пломбування представником енергопостачальної організації. Шафа ШО - пломбується.

До монтажу допускається лише сертифіковане та дозволене до використання обладнання та устаткування.

Електромонтажні роботи виконуються лише кваліфікованим і атестованим персоналом.

АСКОЕ повинна будуватися дворівневою автоматизованою системою:

1. 1 рівень – вимірювальний комплекс (ТС, ТН, лічильники, вторинні кола) і засоби зв'язку.

2. 2 рівень – сервер автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії, що знаходиться у центральному офісі замовника.

Перший рівень (рівень ТП) повинен виконувати:

- вимірювання параметрів комерційного обліку та передачі даних на верхній рівень;
- передбачити визначення обсягів виробленої електричної енергії, так як виробіток електричної енергії - один з обов'язкових параметрів, інформація по якому надається до Головного оператора.
- тривале зберігання даних;
- діагностику засобів обліку;
- забезпечення доступу до інформації зі сторони зовнішніх систем.

Другий рівень (сервер АСКОЕ) замовник повинен виконувати діагностику, автоматичний збір, зберігання, обробку інформації про облік електроенергії, автоматичний збір та обробку інформації про засоби вимірювання, забезпечити доступ до даної інформації, автоматичне передавання даних.

Лічильники електроенергії автоматично підтримують заданий розклад переведення часу внутрішнього годинника при зміні сезонів часу «літо- зима» кожний наступний рік (тобто без додаткового програмування розкладу щороку).

Переведення часу внутрішнього годинника при зміні сезонів часу «літо- зима» не повинно змінювати (зрушувати) мітки часу в архівних даних профілю навантаження й іншої архівної пам'яті лічильника.

Дані лічильники ведуть архів наступних даних:

- півгодинний профіль генерації активної й реактивної електричної потужності;
- показання електроенергії наростаючим підсумком за кожні 30 хв. (генерації активної й реактивної електричної енергії).

Глибина зберігання цих архівних даних повинна становити не менше 60 діб.

Лічильники електричної енергії ведуть журнал подій про всі випадки і повинні підтримувати міжнародні стандарти комунікаційних протоколів MEK 62056- 21 (3-я редакція MEK 1107) або DLMS/COSEM.

В лічильниках електроенергії всі позаштатні події зберігаються з показаннями реєстрів енергії.

Лічильники мають мати послідовний інтерфейс даних RS-485 або струмову петлю, повинні функціонувати при наявності хоча б однієї фазної або лінійної напруги основного живлення у вимірювальних ланцюгах.

При відсутності живлення лічильники мають забезпечувати зберігання даних обліку в енергонезалежній пам'яті не менше 3 років.

Точність ходу внутрішнього календарного годинника лічильника електричної енергії не має бути гіршою ніж $\pm 0,5$ секунди в добу.

Лічильники електроенергії автоматично виконують переведення внутрішнього годинника, установленому діючими законодавчими актами України (згідно Постанови КМУ № 509 від 13.05.1996 [11]).

Лічильники електроенергії забезпечують можливість програмування будь-якого розкладу зміни часу внутрішніх годин при зміні сезонів часу «літо-зима» (тобто, установлювати будь-які значення місяця, дня тижня, часу, дев'яцію й напрямом (уперед або назад) зсуву годин).

На рисунку 3.4 показано однолінійну схему підключення лічильника до мережі 0,4 кВ (в РП-0,4 кВ).

На рисунку 3.5 показано однолінійну схему підключення лічильника до мережі 0,4 кВ (ТП ВП).

На рисунку 3.6 зображена схема електрична принципова обліку і підключення лічильника до мережі 10 кВ та влаштування системи АСКОЕ.

На рисунку 3.7 зображена схема електрична принципова обліку на напругу 10 кВ (АСКОЕ).

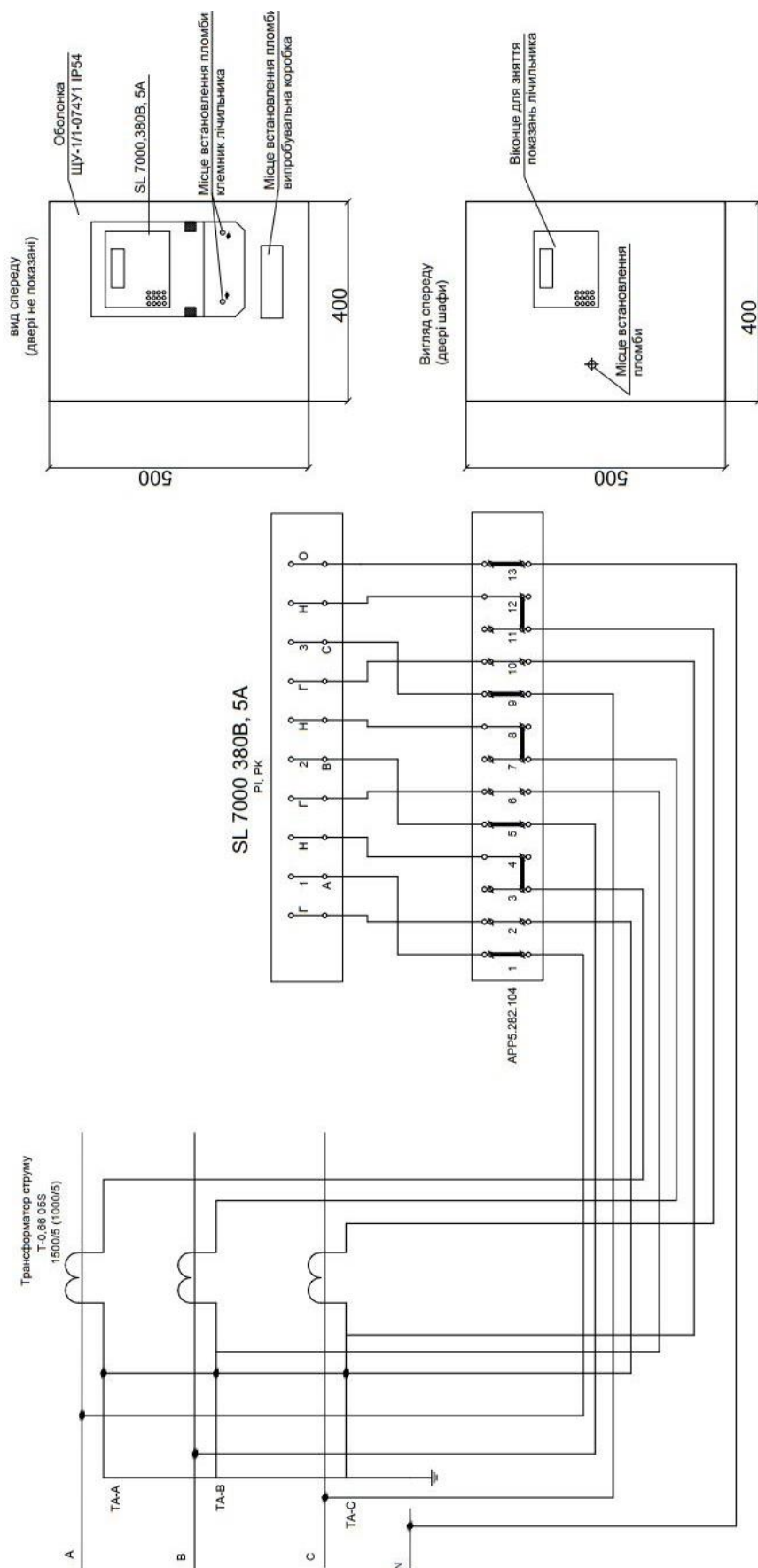


Рисунок 3.4 - Однолінійна схема підключення лічильника до мережі 0,4 кВ (в РП-0,4 кВ).

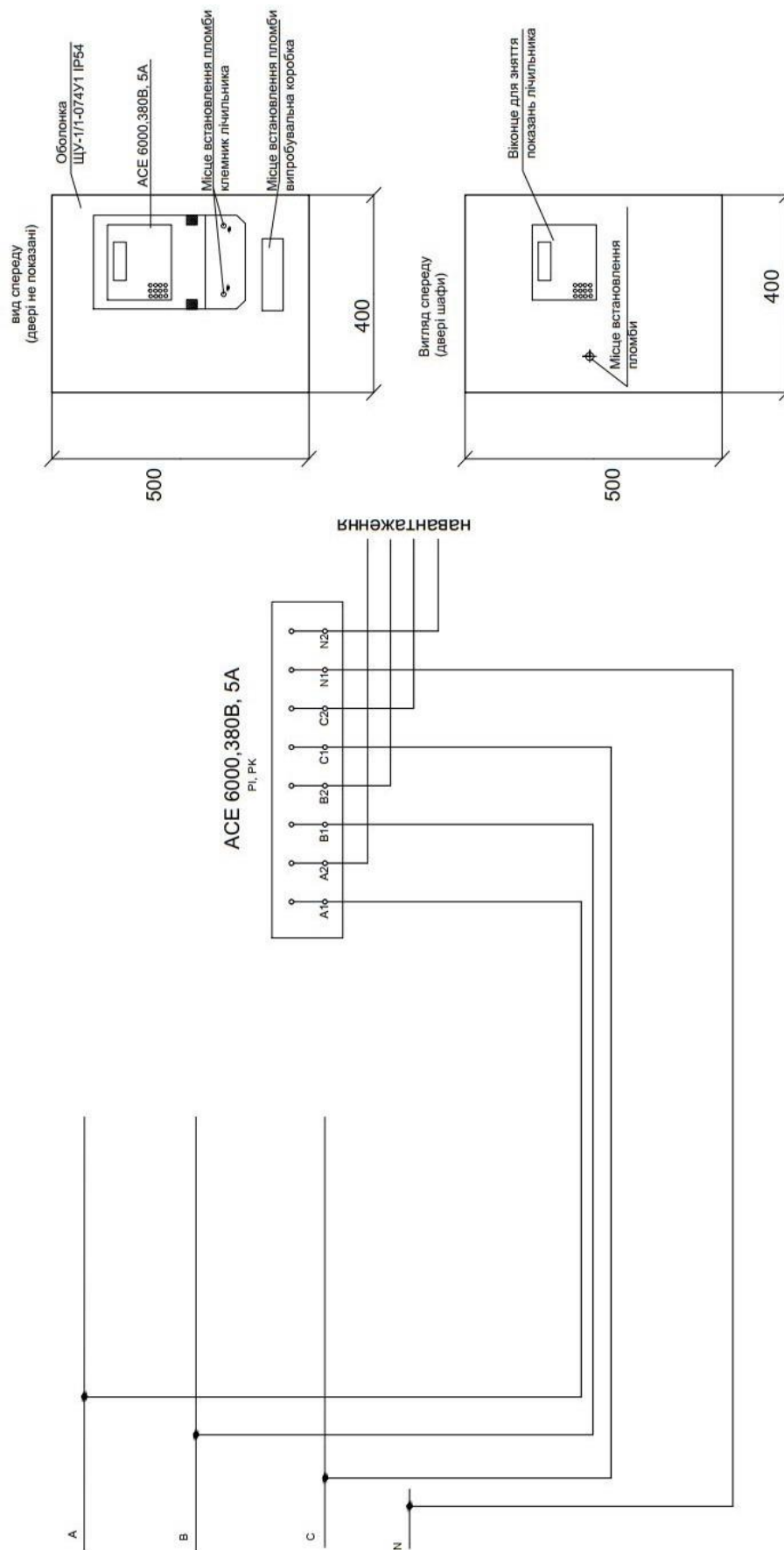


Рисунок 3.5 - Однолінійна схема підключення лічильника до мережі 0,4 кВ (ТП ВП)

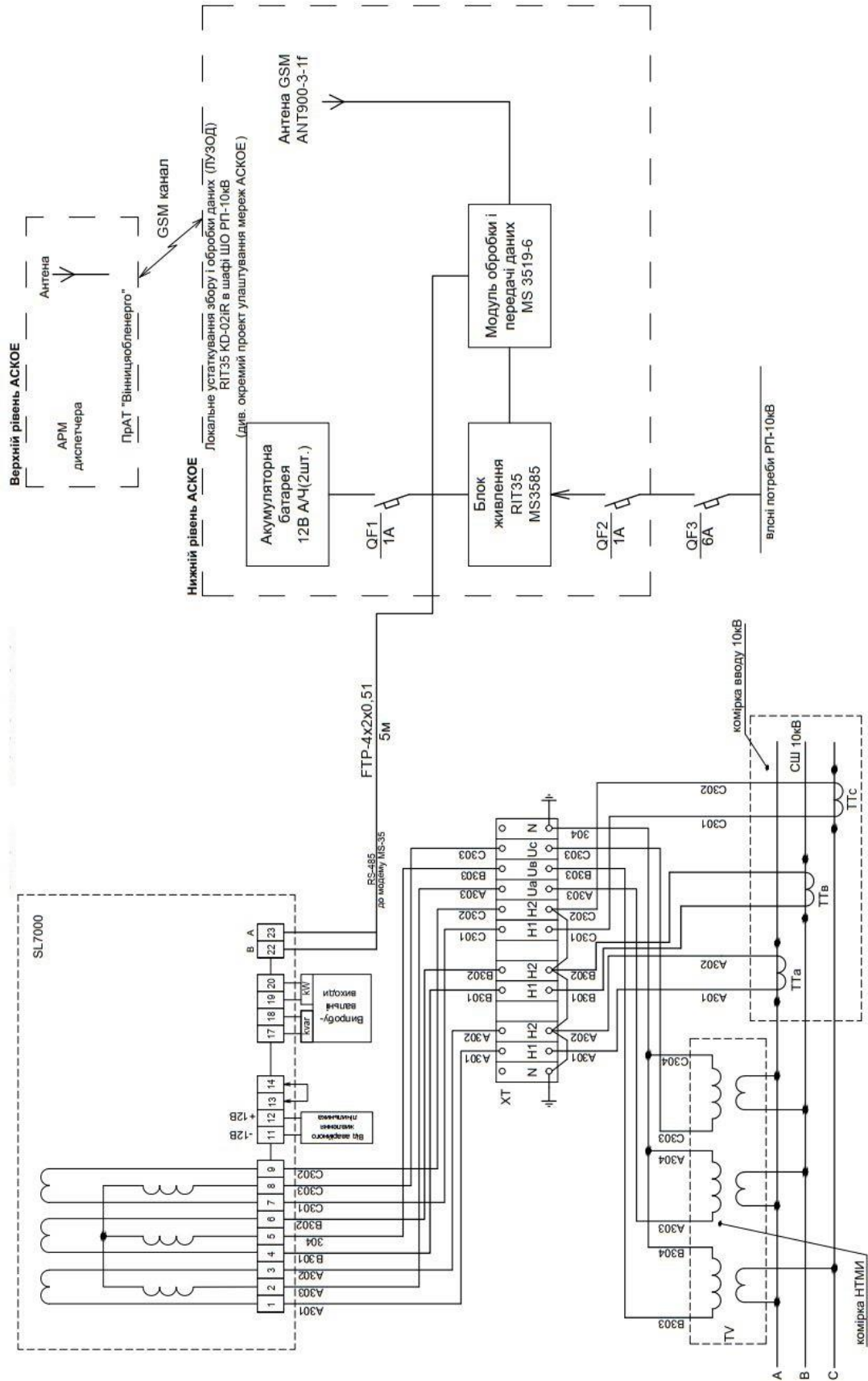


Рисунок 3.6 - Схема електрична принципова обліку і підключення лічильника до мережі 10 кВ та влаштування системи АСКОЕ.

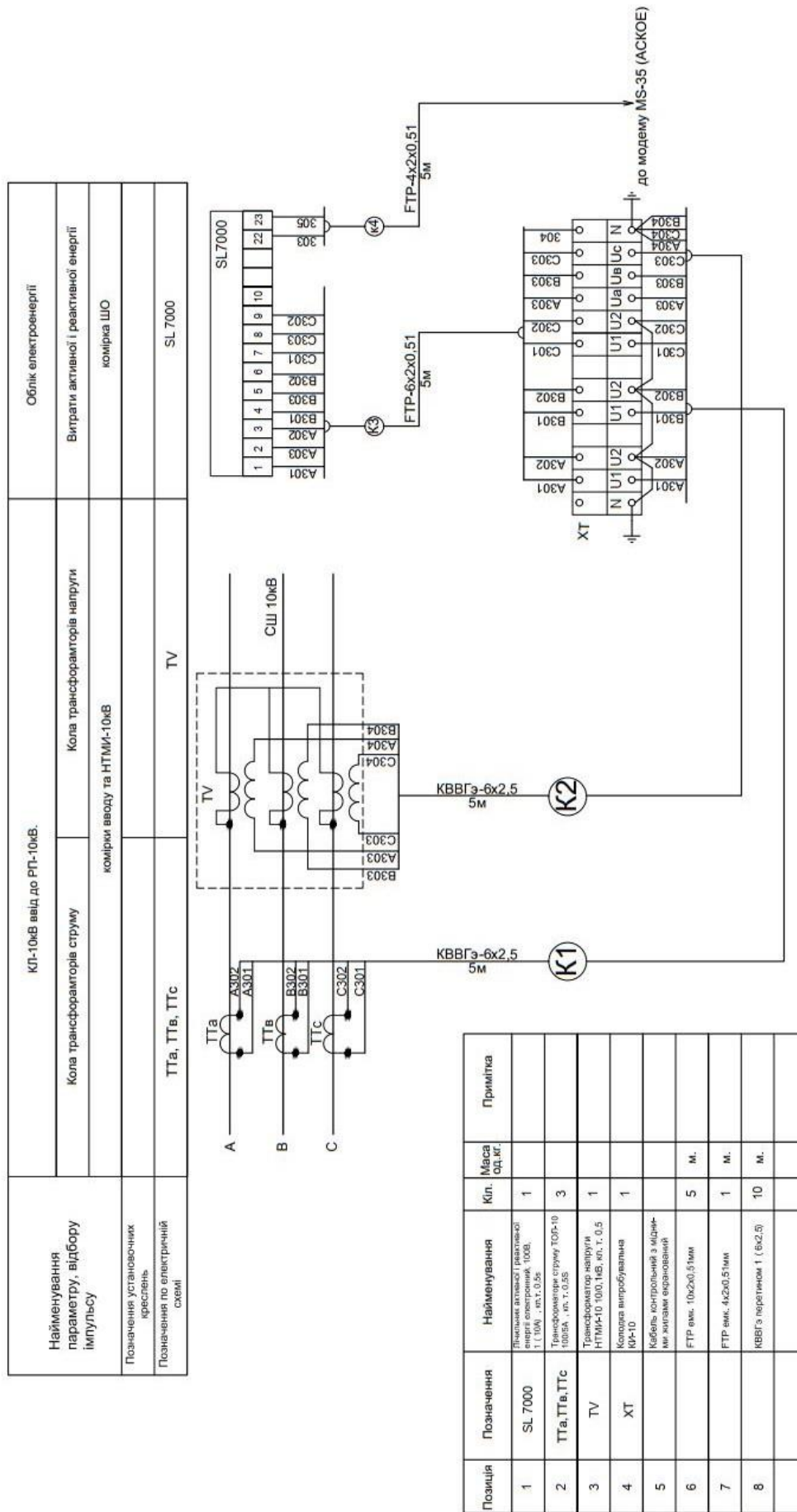


Рисунок 3.7 - Схема електрична принципова обліку на напругу 10 кВ (АСКОЕ).

3.7 Типовий комплект релейного захисту та автоматики приєднань 10 кВ з вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10 і реле захисту МРЗС-05Л.

Релейного захист СЕС передбачається на основі мікропроцесорного реле вітчизняного виробництва – релейний блок МРЗС-05Л. Релейний блок передбачається в комірці вводу РП-10 кВ СЕС. Блок релейного захисту підключають до трансформаторів струму ТОЛ-10 в комірці вводу (ВВ) РП-10 кВ.

Щодо влаштування резервного захисту:

- у випадку відмови захисту обладнання, що відключає коротке замикання в бік електроустановки резервується захистом інверторів, які автоматично зачиняються при короткому замиканні в мережі, розривах, відключенні в мережі і т.д. Контроль здійснюється завдяки контролю напруги, контролю частоти, реле мінімальної і максимальної напруги, контроль за зв'язками вузлів у комірці обліку 0,4 кВ та 10 кВ.

Оперативне живлення 220В (AC/ DC) потрібно для забезпечення:

- струмове відсічення (ТО) з затримкою часу 70–100 мс або 150–200 мс. за вибором з передньої панелі;
- МТЗ із незалежною та 2-ма залежними характеристиками спрацювання;
- можливість блокування ТО дистанційно або із передньої панелі;

На рисунку 3.8 подано загальний вигляд релейного блоку МРЗС-05Л.



Рисунок 3.8 - Загальний вигляд релейного блоку МРЗС-05Л.

На рисунку 3.9 показано вигляд ззаду релейного блоку МРЗС-05Л.

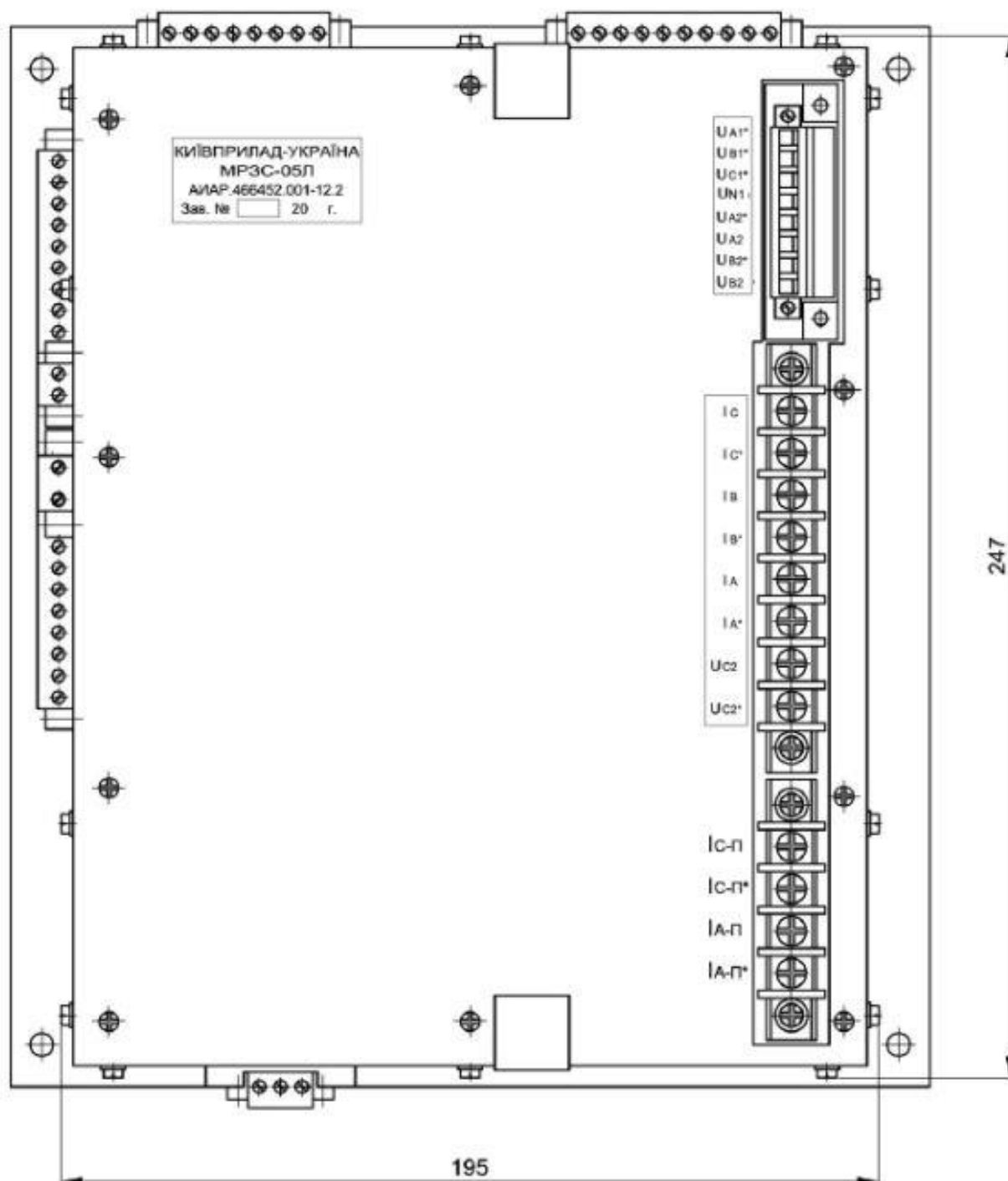


Рисунок 3.9 - Вигляд ззаду релейного блоку МРЗС-05Л.

3.8. Паралельна робота СЕС з електричною мережею.

Проектована фотогальванічна електрична станція є мережевою електростанцією інверторного типу. Особливістю роботи таких станцій є те, що вони не мають можливості роботи на ізольований острів навантаження у автономному режимі.

Обов'язковою умовою генерації електроенергії сонячною електростанцією є наявність напруги в точці приєднання до мережі загального користування.

Алгоритм роботи ФЕС не передбачає роботи обладнання в автономному режимі. Передбачено відключення інверторів ФЕС від енергомережі за умови невідповідності параметрів електричної мережі налаштуванням інверторів, що можуть бути викликані порушеннями в роботі енергосистеми.

Для роботи інверторного обладнання потрібно щоб параметри мережі відповідали чинним нормам та знаходилися у відповідних межах. За недотримання цих умов інвертори відключаться від мережі та чекають поки енергомережа стабілізується. Система стеження за зовнішньою мережею та алгоритм дії при відхиленнях встановленні в обладнанні при пусконаладжувальних роботах з урахуванням норм і вимог, що діють в Україні.

Технічна характеристика інверторів Fronius ECO 27/0-3-S задовольняє всі вимоги, які заявлені енергопостачальними організаціями, щодо захисту зовнішніх мереж електропостачання, а саме:

1. Відключення і включення інвертора в точці підключення живлення виконується внутрішніми реле, які управляються за допомогою програмного забезпечення, що передбачає:

- автоматичне (пере-) підключення до мережі загального користування при умові, що напруга і частота знаходяться в межах $0,8-1,5U_n$ та $49,5 \text{ Гц} - 50,5 \text{ Гц}$;

- миттєве відключення (за $0,5 \text{ сек}$), якщо напруга і/або частота знаходяться поза межами цих значень;

- програмне забезпечення і його коректування є недоступними кінцевому споживачу;

2. Час перепідключення після порушення електропостачання не менше 180 с.

3. Значення постійного струму в мережі менше 0,5% від номінального;

4. Коефіцієнт викривлення гармонік вихідного струму менше ніж 2%.

3.9. Охорона навколишнього середовища.

Відповідно до «Санітарних правил і норм» [13] виконано розрахунки санітарно-захисної зони і зон обмеження забудови, напруженості ЕМП, що створюється обладнанням СЕС, при аналізі яких встановлено, що санітарно-захисна зона відсутня та немає перевищень ГДР.

3.10. Заходи з енергозбереження

Зниження витрат енергоресурсів на даному об'єкті, досягається використанням високо економічних інверторів, які мають коефіцієнт корисної дії 98,2% і споживають в нічний час менше 1 Вт електроенергії. Крім того завдяки збільшенню перетину кабелів в них значно зменшені втрати електроенергії, які становлять близько 1,5% при максимальній потужності СЕС.

Завдяки взаємній збалансованості інверторів і сонячних модулів досягається високоефективне сукупне використання цих головних компонентів СЕС.

Розміщення сонячних модулів під кутом дещо меншим від оптимального дозволило щільніше розмістити їх на ділянці, що дозволяє встановити на 15% більш потужну СЕС при незначних, менше 1% втратах ефективності. Таким чином загальна ефективність використання ділянки зростає майже на 14%.

3.11 Висновки до Розділу 3.

1. Проведено розрахунок струмів короткого замикання 0,4 кВ сонячної електростанції. Запропонована схема мереж електропостачання СЕС та відповідна схема заміщення. Результати розрахунку представлені в табличній формі.
2. Проведено розрахунок заземлення СЕС та запропонована схема заземлення ТП-№1 та ТП-№2.
3. Розглянуто питання телемеханіки та зв'язку, грозозахисту СЕС, контролю якості електричної енергії.
4. Розглянуто організацію обліку відпущеної енергії та питання системи передавання даних АСКОЕ. Представлено однолінійну схему підключення лічильника до мережі 0,4 кВ (в РП-0,4 кВ), однолінійну схему підключення лічильника до мережі 0,4 кВ (ТП ВП), схему електричну принципову обліку і підключення лічильника до мережі 10 кВ та влаштування системи АСКОЕ, схему електричну принципову обліку на напругу 10 кВ (АСКОЕ).
5. Запропоновано типовий комплект релейного захисту та автоматики приєднань 10 кВ з вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10 і реле захисту МРЗС-05Л.
6. Розглянуто питання паралельної роботи СЕС з електричною мережею, питання охорони навколишнього середовища, заходи з енергозбереження.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Протипожежні заходи

Передбачені засоби запобігання пожежам і вибухам, а саме:

- автоматичне відключення дією релейного захисту окремих елементів електричних мереж при виникненні коротких замикань;
- розміщення устаткування в ТП на відстанях, нормованих ПУЕ [3], між струмоведучими частинами і маслонаповненим устаткуванням;
- кожен трансформатор має свою систему маслоприймальників при аварійному проливу масла;
 - прокладання КЛ в ґрунті;
 - застосуванням для будівництва КЛ негорючих конструкцій;
 - виконання з'єднань і відгалужень проводів і жил кабелів за допомогою опресування, зварювання, спеціальних затискачів для зниження перехідних опорів, небезпечних у пожежному відношенні;
 - заземлення устаткування згідно ПУЕ [3];
 - первинні засоби пожежогасіння на трансформаторних підстанціях згідно з Правилами пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України [14];
 - пояснювальні знаки за ДСТУ ISO 6309:2007 [15], що вказують місцезнаходження засобів пожежогасіння;
 - забезпечення під'їзду пожежних машин до ТП 10/0,4 кВ.

4.2 Охорона праці і техніка безпеки

Охорона праці і техніка безпеки при будівництві та експлуатації запроектованих об'єктів забезпечується відповідністю всіх прийнятих проектних рішень вимогам діючих норм та правил, які враховують умови

безпеки праці, попередження виробничого травматизму, професійних захворювань, пожеж і вибухів та захист людей від враження електричним струмом, згідно ГОСТ 12.0.003-74 [16].

Для створення і дотримання безпечних і безшкідливих умов праці при експлуатації і ремонті мереж і устаткування необхідно керуватися вимогам ДНАОП 0.00-1.21-98 [17], ДНАОП 1.1.10-1.07-01 [18] і ГОСТ 12.3.032-84 [19], а при виконанні окремих видів робіт, що не є специфічними для електротехнічного персоналу – вимогами міжгалузевих нормативних актів про охорону праці.

До експлуатації устаткування допускається лише спеціально вивчений і підготовлений штат електротехнічного персоналу, забезпечений всіма необхідними засобами і устаткуванням для виконання ремонтних робіт.

Для забезпечення охорони праці та техніки безпеки передбачено:

- використанням сучасного високотехнологічного обладнання;
- розміщення відкритих струмоведучих частин устаткування, ошиновки і проводів ЗТП з забезпеченням нормованих ПУЕ [3] відстаней;
- розміщення устаткування, що забезпечує його вільне обслуговування улаштування заземлюючих пристроїв елементів;
- електроустановок з нормованою величиною опору та конструкцією, що відповідає вимогам ПУЕ [3];
- захисне та робоче заземлення устаткування трансформаторної підстанції згідно ПУЕ [3];
- пристрої автоматичного відключення устаткування при виникненні нештатних і аварійних ситуацій;
- розміщення розподільчих пристроїв 0,4 та 10 кВ у металевих шафах (комірках), які замикаються і мають знаки безпеки;
- прокладання кабелів на нормованій глибині у землі;
- захист кабельних ліній від механічних пошкоджень (ПВХ труби);

- попереджувальні заходи-прокладання сигнальної стрічки над КЛ, встановлення відповідних знаків по трасі КЛ;
- використання для будівельно-монтажних робіт машин і механізмів, в конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- високий рівень механізації будівельно-монтажних робіт;
- виконання будівельно-монтажних робіт згідно з типовими технологічними картам;
- забезпечення підстанції первинними засобами безпеки.

Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки необхідно також, щоб будівельні, монтажні і налагоджувальні роботи та експлуатація електроустановок виконувалися згідно з дотриманням вимог діючих норм.

4.3 Причини електротравматизму

Основними причинами електротравматизму є:

- недостатня навченість, несвоєчасна перевірка знань та присвоєння груп кваліфікації за технікою безпеки персоналу, який обслуговує електроустановки;
- порушення правил влаштування, технічної експлуатації та техніки безпеки електроустановок;
- неправильна організація праці;
- неправильне розташування пускової апаратури та розподільчих пристроїв, захаращеність підходів до них;
- порушення правил виконання робіт в охоронних зонах ЛЕП, електричних кабелів та ліній зв'язку;
- несправність ізоляції, через що металеві не струмопровідні частини обладнання виявляються під напругою;
- обрив заземлювального провідника;

- використання електрозахисних пристроїв, які не відповідають умовам виконання робіт;
 - виконання електромонтажних та ремонтних робіт під напругою;
 - застосування проводів та кабелів, які не відповідають умовам виробництва та використовуваній напрузі;
 - низька якість з'єднань та ремонту;
- недооцінка небезпеки струму, який проходить через тіло людини та напруги, впливу якої підлягає людина, коли її ноги знаходяться на ділянці з точками різного потенціалу („крокова напруга”);
- ремонт обірваного нульового провідника повітряної лінії при невимкненій мережі і приєднаному однофазному навантаженні;
 - живлення декількох споживачів від загального пускового пристрою з захистом запобіжниками, розрахованими на вимкнення найбільш потужного з них або від однієї групи розподільчої шафи;
 - недооцінка необхідності вимкнення електроустановки (зняття напруги) в неробочі періоди;
 - виконання робіт без індивідуальних засобів електрозахисту або використання захисних засобів, які не пройшли своєчасного випробування;
 - невиконання періодичних випробувань, зокрема перевірок опору ізоляції (електромереж, обмоток електродвигунів, котушок комутаційної апаратури, реле) та опорів заземлювальних пристроїв;
 - користування електроустановками, опір ізоляції яких не перевищує нормативних значень;
 - використання електроустановок кустарного виготовлення, виготовлених з порушенням вимог правил електробезпеки (зокрема, розподільчими та пусковими пристроями, електропечами);
 - некваліфікований інструктаж робітників, які використовують ручні електричні машини;
 - відсутність контролю за діями працівників з боку виконавців робіт;

– відсутність маркування, запобіжних плакатів, блокувань, тимчасових огорожень місць електротехнічних робіт.

Ці причини можна згрупувати за наступними чинниками:

– дотик до струмоведучих частин під напругою внаслідок недотримання правил техніки безпеки, дефектів конструкції та монтажу електрообладнання;

– дотик до неструмоведучих частин, які опинились під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, перехрещування проводів;

– помилкове подання напруги в установку, де працюють люди;

– відсутність надійних захисних пристроїв.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведено розрахунок та вибір силових трансформаторів для ТП-№1 та ТП-№2. При навантаженні 540 кВт для ТП-№1 вибрано силовий трансформатор типу ТМГ потужністю 630 кВА з коефіцієнтом завантаження 85,7%. При навантаженні 810 кВт для ТП-№2 вибрано силовий трансформатор типу ТМГ потужністю 1000 кВА з коефіцієнтом завантаження 81,0%.

2. У зв'язку із тим, що інвертори, які будуть встановлені на ділянках сонячної електростанції забезпечують можливість регулювання реактивної потужності і забезпечують $\cos\varphi=1$, додаткового встановлення систем компенсації реактивної потужності не передбачається.

3. Запропоновано принципова однолінійна схема РП-0,4 кВ для ТП-№1 та ТП-№2, а також показано їх компонування. Також запропоновано план компонування ТП-№1 та ТП-№2 на РП-10 кВ.

4. Проведено розрахунок силового кабелю 0,4 кВ між шафами ЩС та інвертором, а також між шафами ЩС та РП-0,4 кВ.

5. Проведено розрахунок та вибір трансформаторів струму типу Т-0,66 для РП-0,4 кВ та трансформаторів струму типу ТОЛ-10 для РП-10 кВ СЕС.

6. Проведено розрахунок та вибір перерізу жил кабельних ліній 10 кВ від РП-10 кВ СЕС до місця приєднання.

7. Показана принципова однолінійна схема власних потреб.

8. Проведено розрахунок струмів короткого замикання 0,4 кВ сонячної електростанції. Запропонована схема мереж електропостачання СЕС та відповідна схема заміщення. Результати розрахунку представлені в табличній формі.

9. Проведено розрахунок заземлення СЕС та запропонована схема заземлення ТП-№1 та ТП-№2.

10. Розглянуто питання телемеханіки та зв'язку, грозозахисту СЕС, контролю якості електричної енергії.

11. Розглянуто організацію обліку відпущеної енергії та питання системи передавання даних АСКОЕ. Представлено однолінійну схему підключення лічильника до мережі 0,4 кВ (в РП-0,4 кВ), однолінійну схему підключення лічильника до мережі 0,4 кВ (ТП ВП), схему електричну принципову обліку і підключення лічильника до мережі 10 кВ та влаштування системи АСКОЕ, схему електричну принципову обліку на напругу 10 кВ (АСКОЕ).

12. Запропоновано типовий комплект релейного захисту та автоматики приєднань 10 кВ з вакуумним вимикачем ВВ/TEL-10 і реле захисту МРЗС-05Л.

13. Розглянуто питання паралельної роботи СЕС з електричною мережею, питання охорони навколишнього середовища, заходи з енергозбереження.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки та завдання до виконання розрахунково-графічної роботи з дисципліни «Фізико-технологічні основи перетворення сонячної енергії» / укладачі: О. А. Доброжан, А. С. Опанасюк. – Суми : Сумський державний університет, 2022. – 37 с.
2. Поновлювальні та альтернативні джерела енергії. Для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. посібник / О.В. Немикіна – Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2020. – 188 с.
3. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України,. - К., 2017.
4. Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії у системах електропостачання загального призначення
5. IEC TR 61000-3-6: EMC limits. <https://webstore.iec.ch/publication/4155>
6. IEC TR 61000-3-7: EMC-limits.
https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61000-3-7%7Bed2.0%7Den.pdf
7. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначення (EN 50160:2010, IDT)
8. Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії.
<https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/va349227-98>
9. Правила взаємовідносин між Державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго" та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0673-08#Text>
10. ПТЕ. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. ГКД 34.20.507-2003
http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=86234
11. Постанова КМУ № 509 від 13.05.1996 Про порядок обчислення часу на території України

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/509-96-%D0%BF#Text>

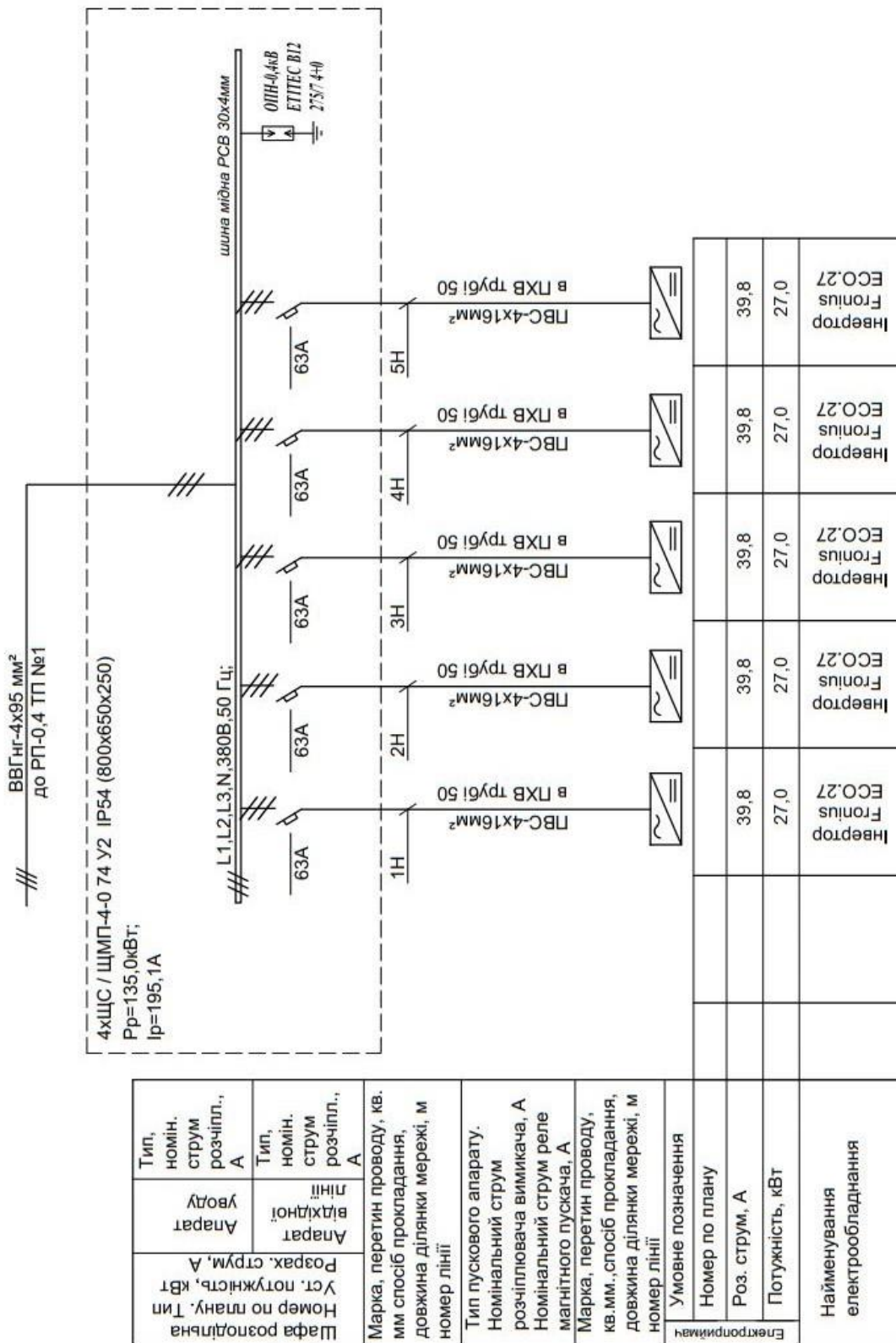
12. ДСТУ 3698-82. Реле захисту максимального струму низьковольтні. Загальні вимоги.
13. Санітарні правила і норми
14. Правилами пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0328-19#Text>
15. ДСТУ ISO 6309:2007
http://nmc pz .ho.ua/document/biblio_01/dstu_ISO_6309_2007.pdf
16. ГОСТ 12.0.003-74. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Класифікація
17. ДНАОП 0.00-1.21-98. Про затвердження Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98#Text>
18. ДНАОП 1.1.10-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів.
19. ГОСТ 12.3.032-84. Роботи електромонтажні. Загальні вимоги безпеки.
20. Закон України “Про ринок електричної енергії”
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>
21. Закон України “Про альтернативні джерела енергії”
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text>
22. НЕРЕНА, Stepan; KOVAL, Vadim; FILYUK, Yaroslav. ЗБІЛЬШЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ. Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки і приладобудування. Матеріали III Всеукраїнської науково-технічної конференції, 8-9 червня 2017 року: збірник тез доповідей.–Тернопіль: ФОП Паляниця ВА, 2017.–244 с., 202.
23. КОВАЛЬ, Вадим Петрович. Залежність енергоефективності сонячних елементів від експлуатаційних факторів. Збірник тез доповідей XVII наукової конференції Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, 2013, 53-53.

ДОДАТКИ

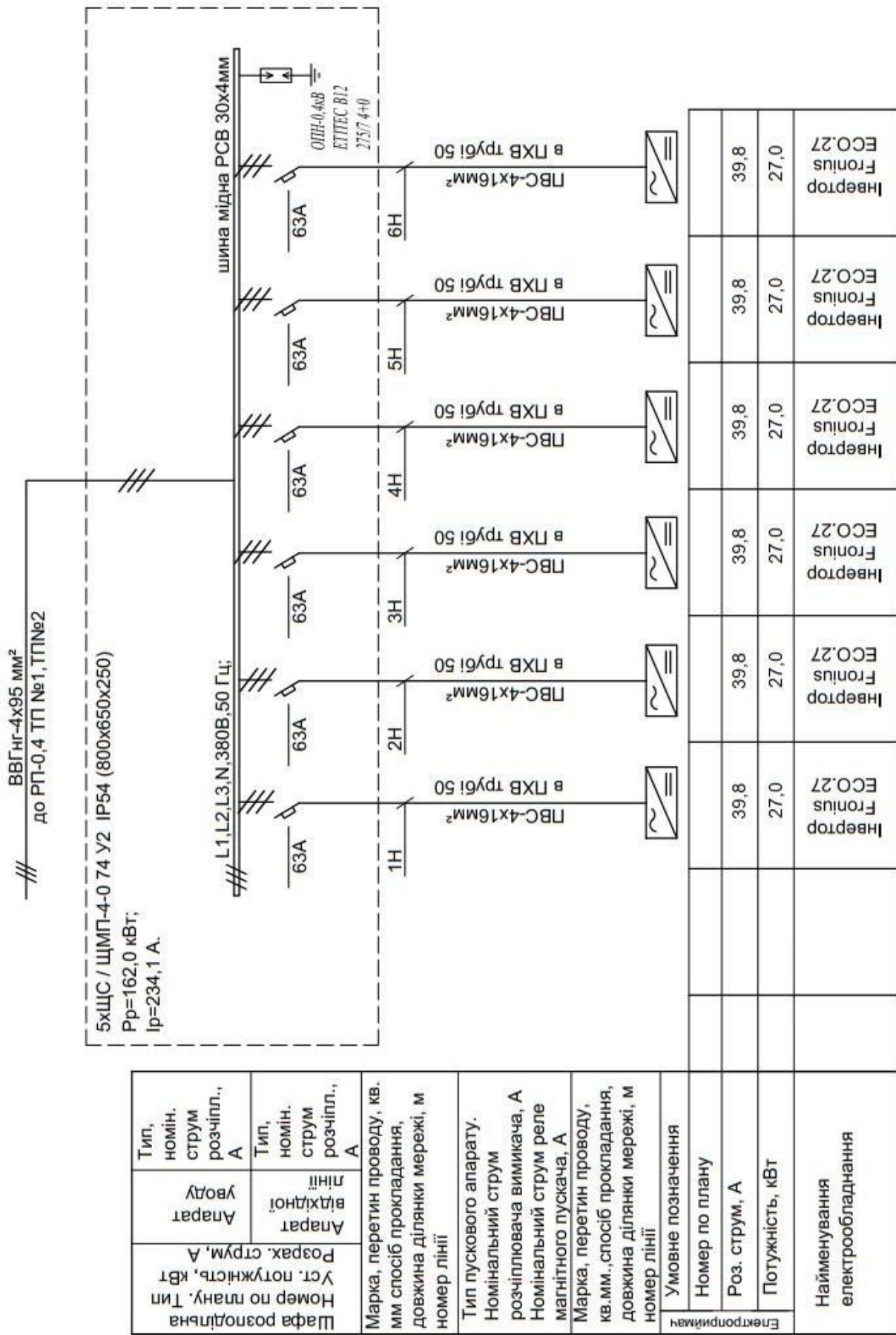
Додаток А

Принципова однолінійна схема 1.1ЩС-1.4ЩС, 2.1ЩС-2.5ЩС.

Компонування шаф 1.1ЩС-1.4ЩС, 2.1ЩС-2.5ЩС.

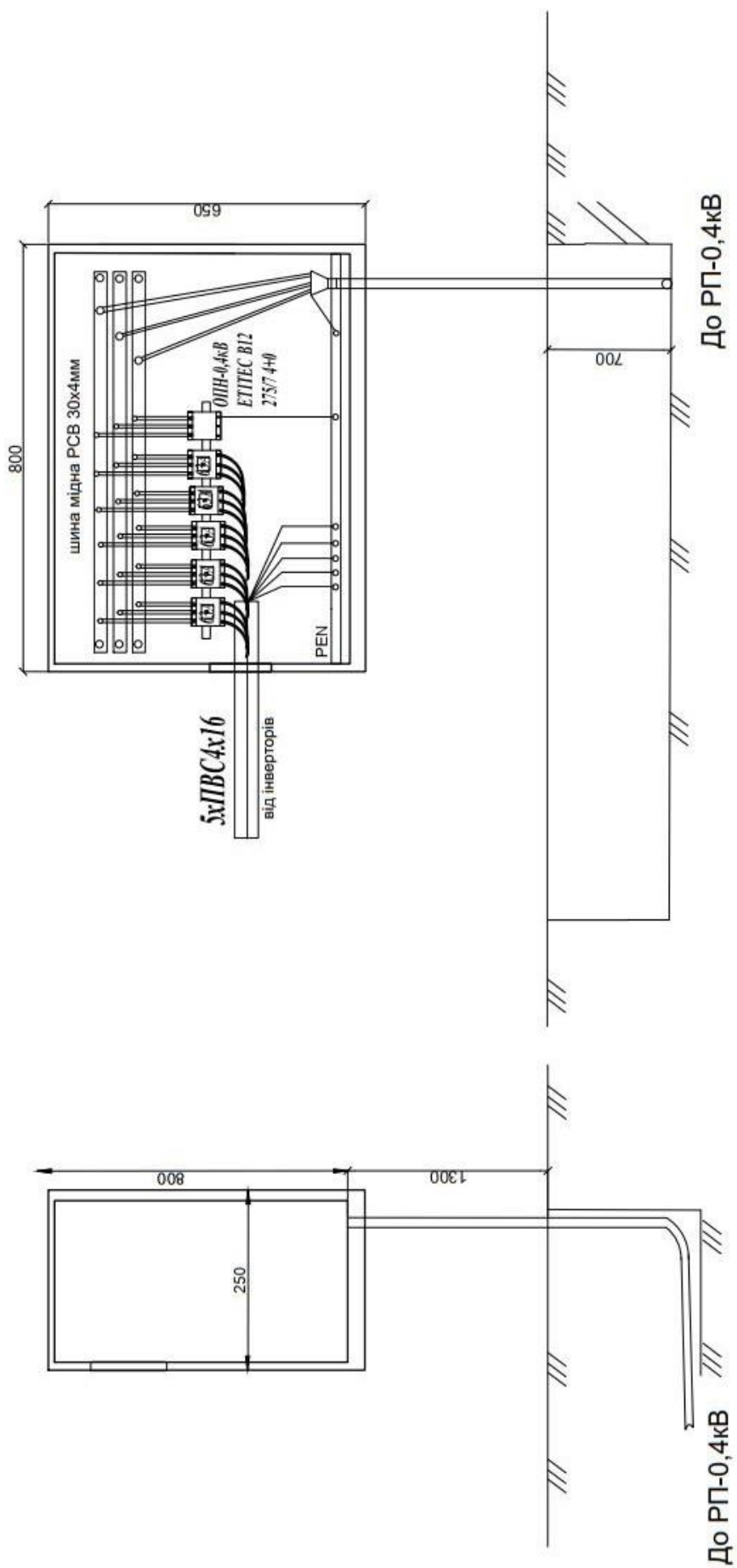


Принципова однолінійна схема 1.1ЩС-1.4ЩС.

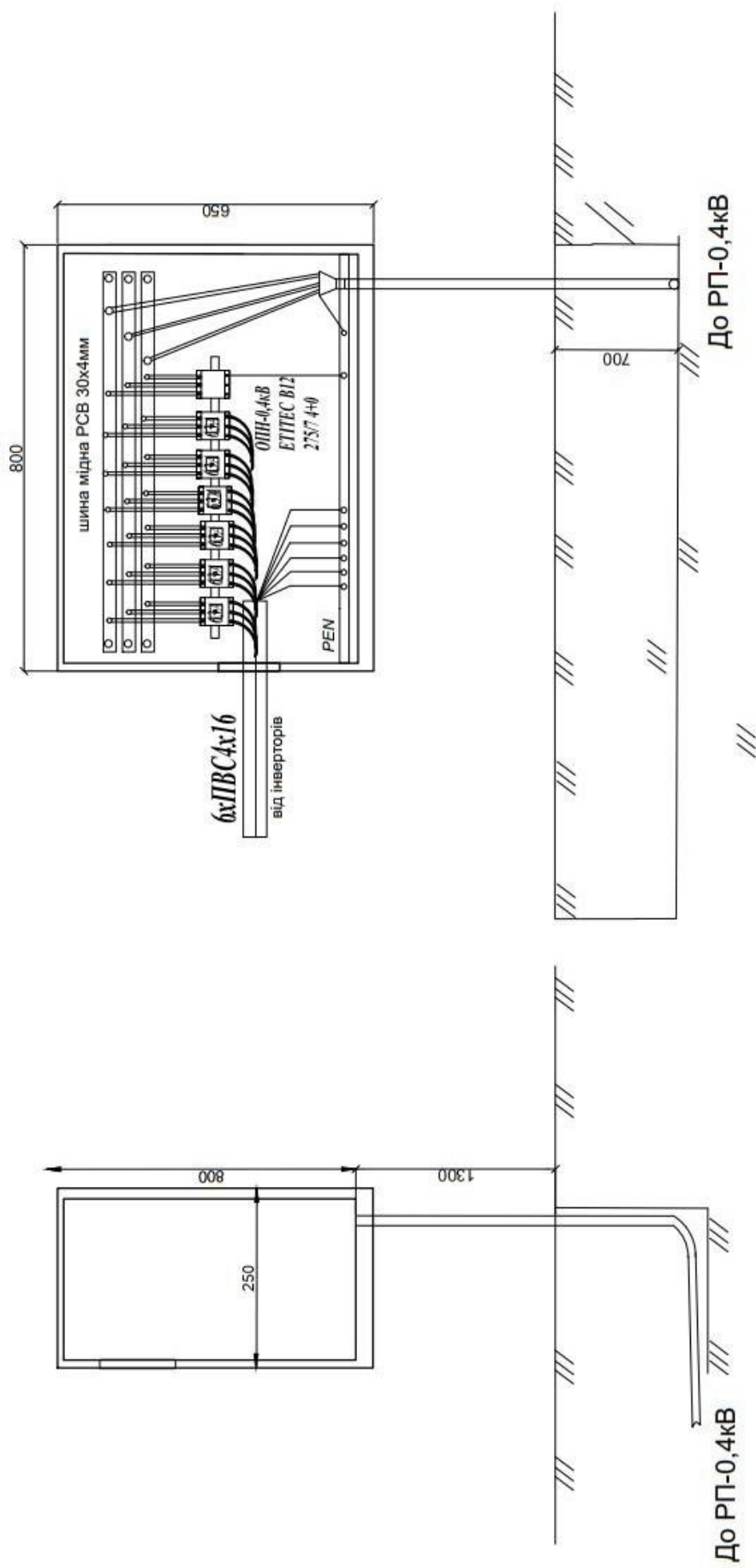


Щафа розподільча Номер по плану. Тип Уст. потужність, кВт Розрах. струм, А	Апарат вхідної лінії	Тип, номін. струм розчіпл., А
		Апарат вхідної лінії
Марка, перетин проводу, кв. мм спосіб прокладання, довжина ділянки мережі, м номер лінії	Щафа розподільча Номер по плану. Тип Уст. потужність, кВт Розрах. струм, А	Тип, номін. струм розчіпл., А
		Тип, номін. струм розчіпл., А
		Тип, номін. струм розчіпл., А
		Тип, номін. струм розчіпл., А
		Тип, номін. струм розчіпл., А
		Тип, номін. струм розчіпл., А
Тип пускового апарату. Номинальний струм розчіплювача вимикача, А Номинальний струм реле магнітного пускача, А Марка, перетин проводу, кв.мм., спосіб прокладання, довжина ділянки мережі, м номер лінії	Щафа розподільча Номер по плану. Тип Уст. потужність, кВт Розрах. струм, А	Умовне позначення
		Номер по плану
		Роз. струм, А
Найменування електрообладнання	Щафа розподільча Номер по плану. Тип Уст. потужність, кВт Розрах. струм, А	Потужність, кВт
		Потужність, кВт

Принципова однолінійна схема 2.1ЩС-2.5ЩС.



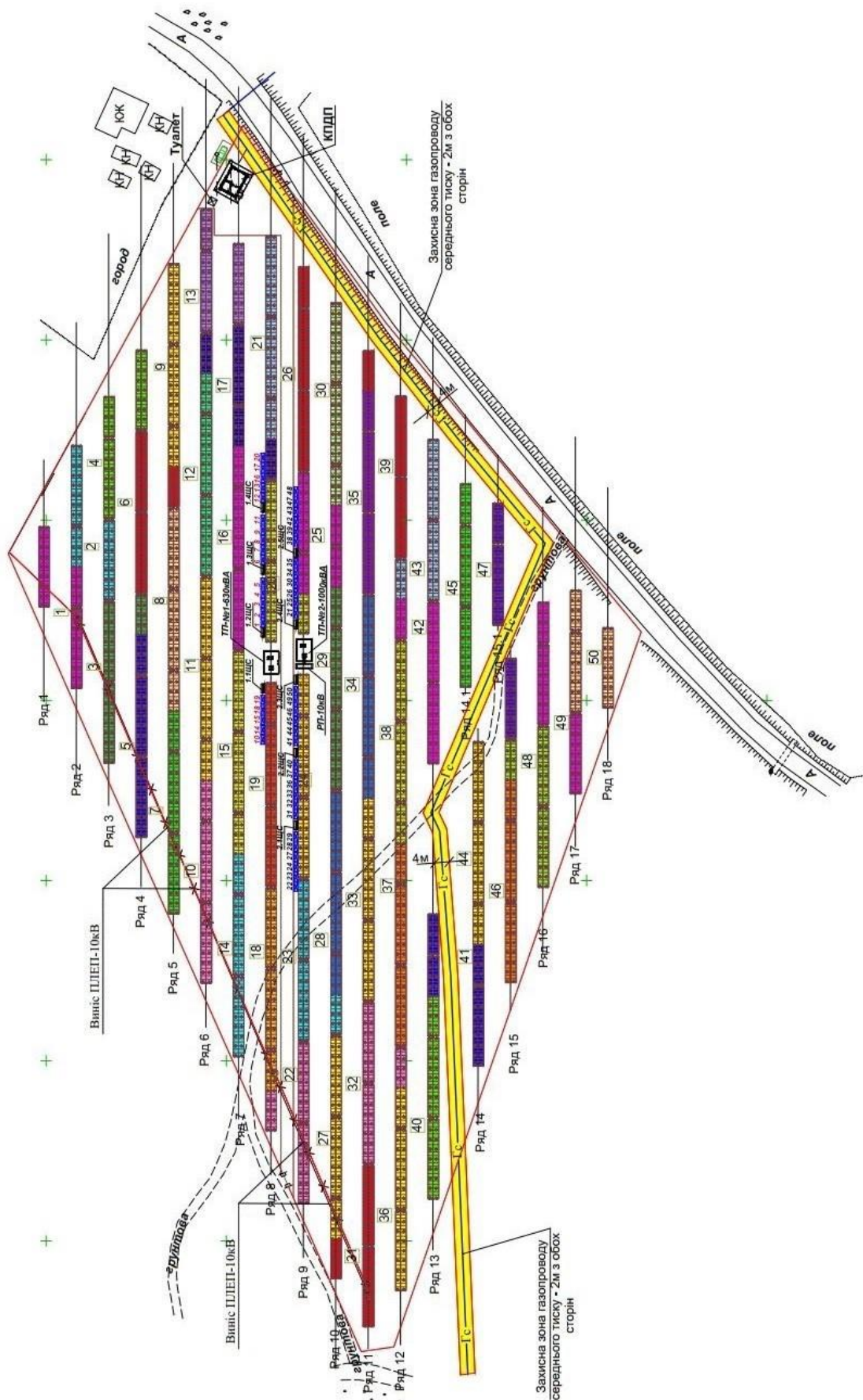
Компонування шаф 1.1ЩС-1.4ЩС.



Компонування шаф 2.1ЩС-2.5ЩС.

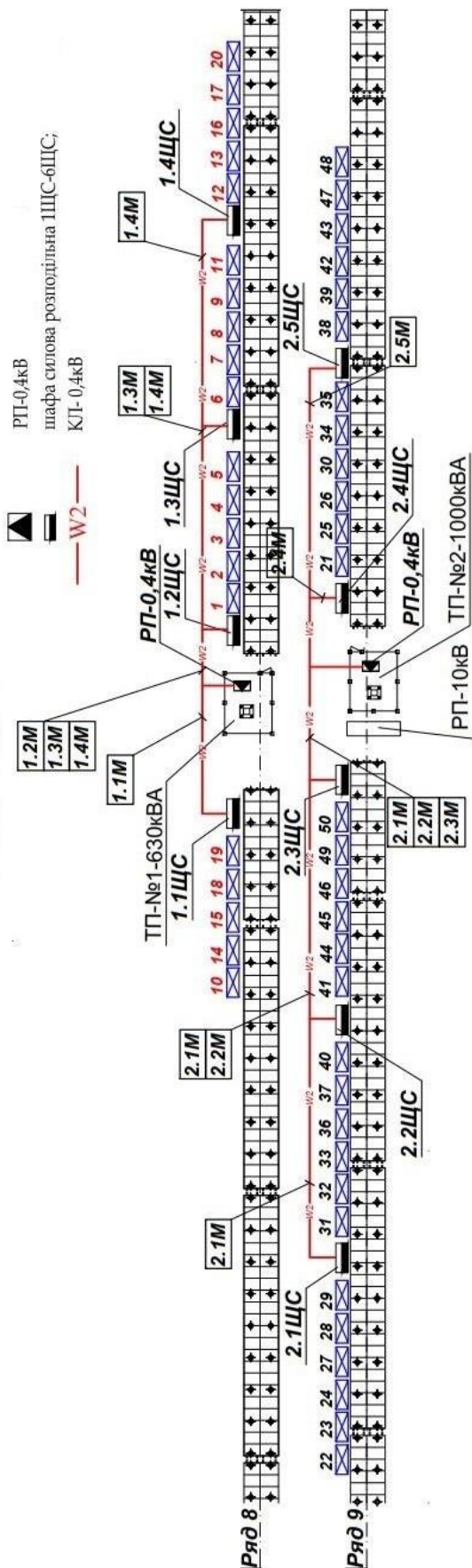
Додаток Б

План компоновки инверторов до столов та розміщення силових шаф ЩС



Додаток В

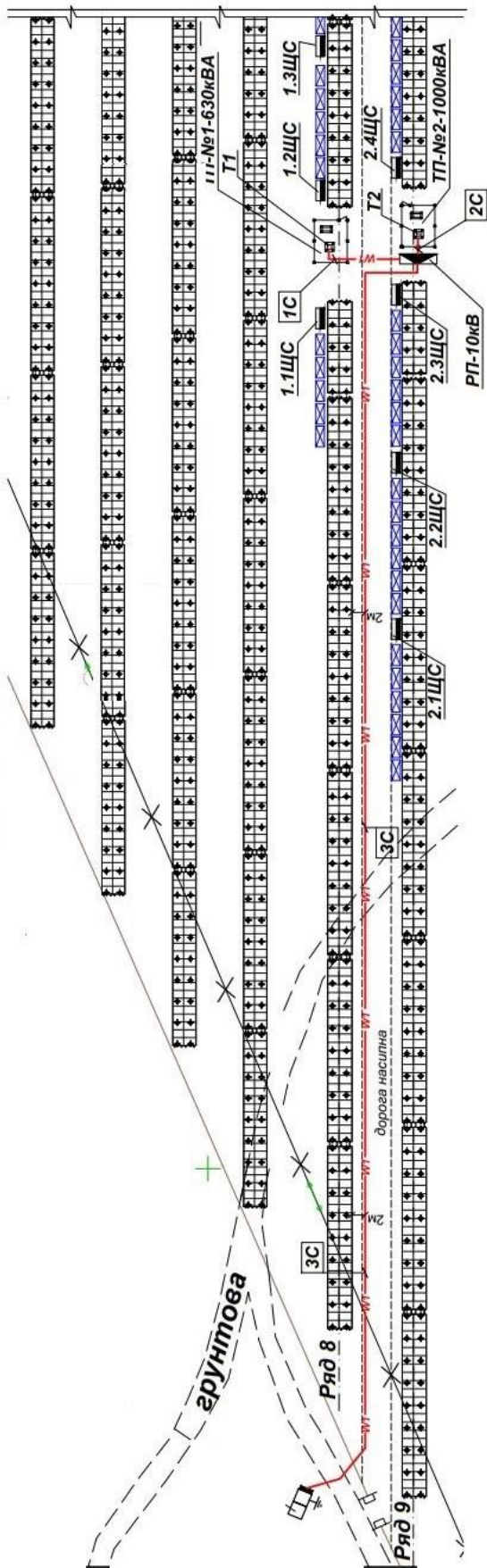
План мереж 0,4 кВ



Найменування	Тип кабеля	Перетин	Початок	Кінець	Довжина, м.
1.1М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	1.1 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№1	15
1.2М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	1.2 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№1	10
1.3М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	1.3 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№1	25
1.4М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	1.4 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№1	30
2.1М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	2.1 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№2	50
2.2М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	2.2 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№2	40
2.3М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	2.3 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№2	15
2.4М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	2.4 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№2	15
2.5М-кабель0,4кВ	каб. ВВГнг	3x95+1x50	2.5 ЩС	РП-0,4кВ ТП-№2	25

Додаток Д

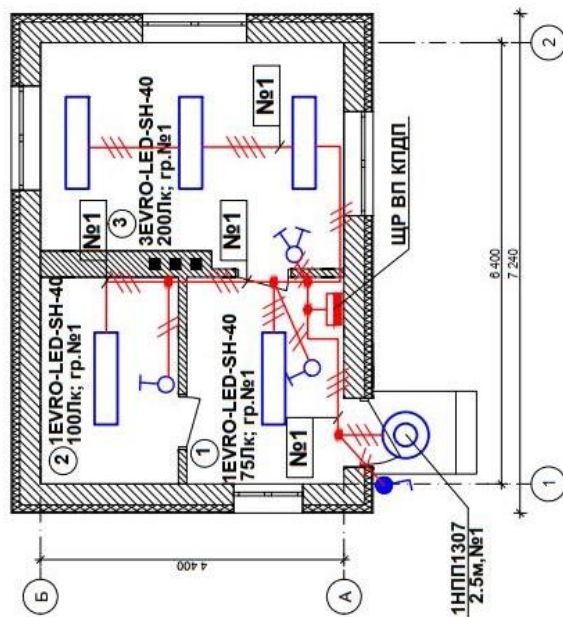
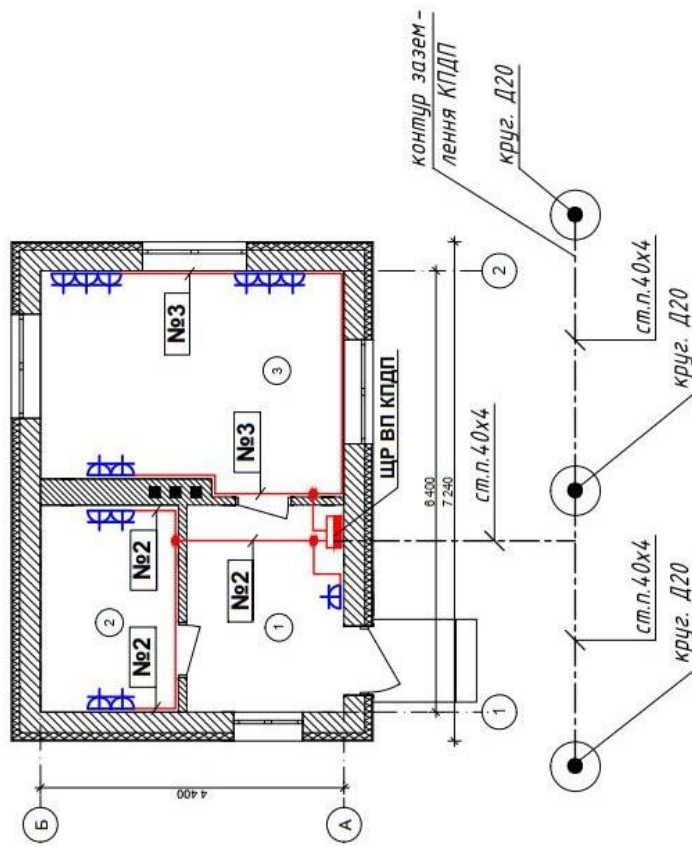
План мереж 10 кВ



Найменування	Тип кабелів та його довжина	Перетин	Початок	Кінець
1С-кабель 10кВ	каб. ААБл L=15 м	3x50мм ²	Тран-тор Т1	РП-10кВ (загальна)
2С-кабель 10кВ	каб. ААБл L=10 м	3x50мм ²	Тран-тор Т2	РП-10кВ (загальна)
*3С-кабель 10кВ	каб. ААБл *L=200 м.	3x95мм ²	РП-10кВ (загальна)	оп. №107/ (сучасна)

Додаток Е

План електричного освітлення та силового електрообладнання будівлі КПДП



Експлікація приміщень будівлі КПДП

№ прим.	Найменування	Площа, м ²	Кат. приміщень
1	Коридор	6,84	
2	Допоміжне приміщення	6,00	
3	Основне приміщення	13,79	
	Всього:	26,63 м ²	

Грозозахист СЕС

В якості струмовідводів для захисту СЕС від грозових перенапруг використовуються металеві конструкції столів на яких розташовуються фотоелектричні модулі.

Враховуючи рівномірне розташування металевих столів по території, а також зв'язок металевих конструкцій між собою та з з/бетонними фундаментами – забезпечується оптимальне розтікання імпульсних струмів вад удару блискавки.

В якості штучних заземлювачів для системи грозозахисту СЕС використовується магістраль захисного заземлення СЕС – вертикально занурені в землю на глибину 0,7 м. від рівня землі сталеві пруті діаметром 18 мм, довжиною 2,0 м., в якості горизонтального заземлювача - з'єднувальна сталева смуга 40x4 мм.

Грозозахист СЕС забезпечується:

- створення великої кількості шляхів для струму блискавки; як наслідок даний струм розподіляється і відповідно становить меншу небезпеку;
- влаштування системи зрівнювання потенціалів за рахунок приєднання до заземлюючого пристрою всіх струмоведучих частин сонячної електростанції; це перешкоджає створення різниці потенціалів і іскрінню на елементах і сприяє переходу струму блискавки у землю та подальшому розподіленню цього струму;
- для запобігання дії вторинних проявів блискавки, таких як наведені струми та занесені потенціали встановлено систему внутрішнього блискавкозахисту. Елементи цієї системи, а саме варистори та обмежувачі перенапруг, мають захищати найбільш уразливе та важливе обладнання – інвертори. Для цього в комутаційній шафі інвертора зі сторін постійного та змінного струму встановлені обмежувачі перенапруг класу 2, які здатні істотно зменшити небезпечні імпульсні струми. Разом із елементами системи

блискавкозахисту 3-го класу, які вбудовані безпосередньо в інвертор, ми отримаємо систему з прийнятним рівнем безпеки щодо дії атмосферних перенапруг. Окрема система зовнішнього блискавкозахисту не потрібна, тому що самі металеві конструкції, на яких закріплені модулі, будучи заземлені та з'єднані між собою, здатні сприймати прямий удар блискавки без значної небезпеки для самої електростанції та її персоналу.

Блискавкозахист трансформаторних підстанцій забезпечується, в першу чергу, металевими, електрично-неперервними шляхами розтікання струму блискавки по обладнанню відкритих трансформаторів та контейнерів РП-0,4 та РП-10 кВ, які в свою чергу заземлюються. Також РП-0,4 та РП-10 кВ захищені від імпульсних напруг обмежувачами перенапруги типу ОПН-0,4 та ОПН-10.

- Забезпечений безперервний електричний контакт між механічними з'єднаннями та їх надійність.

Якщо дотримуватися даних умов, відповідно дія блискавки і вторинні прояви будуть зменшені та не будуть мати можливості завдати великих втрат, ураженню обслуговуючого персоналу електричним струмом або сприяти пожежі.

Контроль якості електричної енергії

Зняття всіх параметрів якості мережі 0,4 кВ передбачається через багатофункціональні лічильники типу SL 7000, які встановлюються в РП-0,4 та в загальній РП-10 кВ СЕС.

Лічильник *SL7000 Smart* окрім вимірювання електроенергії та потужності виконує:

- моніторинг якості напруги та параметрів електричної мережі:
- частота - мінімальна і максимальна частота протягом розрахункового періоду, миттєві значення:
- струм миттєві значення, максимальний (середньоквадратичний) струм за минулий розрахунковий період;
- напруга - максимальне (середньоквадратичне) напруга за минулий розрахунковий період, миттєві значення;
- напруга або струм нульової послідовності - фіксування перевищення заданого порогового значення;
- зміна напрямку струму в вторинних колах - число подій для кожної із 3 х фаз, інформація про 10 останніх подіях з датою / часом, № фази, напрямком
- небаланси струмів - кількість подій для фаз *A* та *B*, *B* та *C*, *A* та *C*. Інформація про 10 останніх подіях небалансу струмів з датою / часом, № фази;
- контроль ізоляції (зниження (зникнення) напруги за наявності струму фази) - число подій, окремо, для фази *A*, *B* і *C*. Інформація про 10 останніх події контролю ізоляції з датою / часом, № фази, тощо.
- підвищення напруги щодо заданого порогового значення - число подій для кожної фази, загальна тривалість подій для кожної фази, максимальна тривалість події для фази з датою / часом, мінімальна тривалість події для фази з датою / часом, інформація про 10 останніх події підвищення напруги (тимчасова мітка, тривалість, магнітуда, № фази);

- зниження напруги щодо заданого порогового значення – число подій для кожної фази, загальна тривалість подій для кожної фази, максимальна тривалість події для фази з датою / часом, мінімальна тривалість події для фази з датою / часом, інформація про 10 останніх події зниження напруги (тимчасова мітка, тривалість, магнітуда, №фази)

Алгоритм роботи ФЕС передбачає також контроль якості електроенергії, яка постачається в мережу. Якість виробленої електроенергії відповідає ДСТУ 13.109 [4]. В інверторному обладнанні передбачено ряд заходів та приладів, які контролюють якість електроенергії та запобігають негативним впливам, які може здійснювати на мережу ФЕС.

Показники якості електричної енергії в точці приєднання також відповідають міждержавному стандарту ГОСТ 13109 [4].

Також, виконуються вимоги, описані в наступних джерелах:

- IEC TR 61000-3-6: EMC limits. [5]
- IEC TR 61000-3-7: EMC-limits. [6]
- ДСТУ EN 50160:2014. [7]

Контроль за якістю електроенергії передбачається за допомогою елементів системи АСКОЕ, що встановлюють на ФЕС.

Вимоги до установлення вимірювального обладнання, переліку даних та точності вимірювання, які мають бути доступними, в момент коли фотоелектрична електростанція приєднана до електричних мереж загального призначення, визначені у наступній літературі [8, 9, 10].