

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Ретіова Ігоря Олександровича

(ПІБ)

Академічної групи 141М-22-4

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Павлоградська» потужністю 105 МВт»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинго вою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	<u>Луценко І.М.</u>			
розділів:				
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина:	Луценко І.М.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро
2023

Реферат

Пояснювальна записка: 90 стор., 28 рис., 14 табл., 1 додаток, 8 джерел.

ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ІНВЕРТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ШАФА ЗБОРУ ПОТУЖНОСТІ, ГЕНЕРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНРЕГІЇ

Об'єкт кваліфікаційної роботи – мережева фотоелектрична станція «Павлогоадська» потужністю 105 МВт.

Мета кваліфікаційної роботи – обґрунтування параметрів системи електропостачання наземної сонячної станції, оцінка режимів генерації електричної енергії.

У вступній частині приведено коротку характеристику району будівництва фотоелектричної станції, основні вимоги до проектування сонячних електростанцій, їх системи розподілу електричної енергії та видачі потужності в мережу. Визначено укрупнені показники щодо планування системи електропостачання сонячної станції та її основного електрообладнання.

В основній частині виконано розрахунки щодо вибору фотоелектричних модулів та їх характеристик, обґрунтовано параметри шаф збору потужності постійного струму, електрообладнання інверторних підстанцій, визначено параметри кабельних ліній мережі постійного і змінного струму. Зазначено особливості розробки підстанції збору потужності 35/150 кВ. Виконано розрахунки струмів короткого замикання, вибрано основне обладнання підстанції, а також визначено прогнозовані показники роботи ФЕС у програмному пакеті PVSyst.

В економічній частині наведено повне обґрунтування прийнятих рішень проекту шляхом розрахунку капітальних, експлуатаційних витрат, очікуваного прибутку власника сонячної станції, очікуваного терміну окупності та економічної ефективності прийнятих рішень.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	4
1	ВСТУПНА ЧАСТИНА.....	6
1.1	Коротка характеристика району ділянки будівництва.....	6
1.2	Кліматичні умови району будівництва.....	7
1.3	Геологічні і гідрогеологічні умови ділянки будівництва.....	10
1.4	Основні вимоги до проектування СЕС та системи видачі потужності в мережу.....	13
2	ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	16
2.1	Вибір фотоелектричних модулів та їх характеристик.....	16
2.2	Шафи збору потужності постійного струму.....	19
2.3	Вибір технічної характеристики інверторних підстанцій.....	21
2.4	Особливості прокладання та вибір кабельних ліній збору потужності постійного струму.....	27
2.4.1	Вибір номінального перерізу жил кабелю мережі збору постійного струму.....	30
2.4.2	Вибір номінального перерізу жил кабелю від ШЗП до ІПС...	35
2.5	Кабельні лінії збору потужності змінного струму 35 кВ.....	39
2.5.1	Вибір номінального перерізу жил кабелю магістралей змінного струму	40
2.6	Особливості розробки підвищувальної підстанції 35/150 кВ...	45
2.7	Розрахунок струмів короткого замикання.....	50
2.8	Вибір основного обладнання підстанції.....	51
2.9	Розрахунок кабелів кіл напруги для ТН 150 кВ.....	57
2.10	Перевірка завантаження трансформаторів струму за первинним струмом приєднання.....	61
2.11	Розрахунок навантаження вторинних ланцюгів трансформаторів струму 150 кВ.....	65
2.12	Вибір параметрів системи власних потреб змінного струму....	67
2.12.1	Вибір автоматичних вимикачів ЩВП.....	71
2.13	Визначення прогнозованих показників роботи ФЕС.....	74
3	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	80
3.1	Розрахунок капітальних витрат	80
3.2	Розрахунок експлуатаційних затрат	81
3.3	Розрахунок амортизаційних відрахувань	86
3.4	Висновки по розділу	87
	ВИСНОВКИ.....	88
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	89
	ДОДАТОК А.....	90

ВСТУП

Розвиток відновлюваних джерел енергії є незворотнім процесом для України в контексті євроінтеграції та з урахування необхідності забезпечення енергоефективності, енергобезпеки та енергонезалежності.

Впровадження систем розподіленої генерації є особливо важливим в умовах високоурбанізованих та промислово розвинених регіонів, яким є Дніпропетровська область.

Фотоелектрична станція «Павлоградська» потужністю 105 МВт є одним із запланованих до будівництва об'єктів відновлюваної енергетики для забезпечення сталого. Низьковуглецевого розвитку.

Слід зважати при широкому впровадженні відповідних об'єктів розподіленої генерації на очікувані режими їх роботи та узгоджувати параметри станцій з енергопотребою у вузлах навантаження з метою уникнення проблем зі стійкістю режиму енергосистеми.

Запропонована тема кваліфікаційної роботи є актуальною для реалізації та відповідає основним тенденціям трансформації електроенергетичної галузі та систем електрозабезпечення споживачів.

1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

1.1 Коротка характеристика району ділянки будівництва

В адміністративному відношенні ділянка під сонячну станцію розташована на південній, південно-західній околиці м. Павлоград Дніпропетровської області (далі Павлоградська СЕС), приблизно в 1,3 км західніше від міського водозабору, за межами населених пунктів Троїцької сільської ради Павлоградського району Дніпропетровської області.

Згідно визначеної теми, поставлена задача розробки технічних рішень щодо системи електропостачання фотоелектричної станції (ФЕС) «Павлоградська» потужністю 105 МВт.

Генплан ділянки будівництва ФЕС наведено на рисунку 1.1.

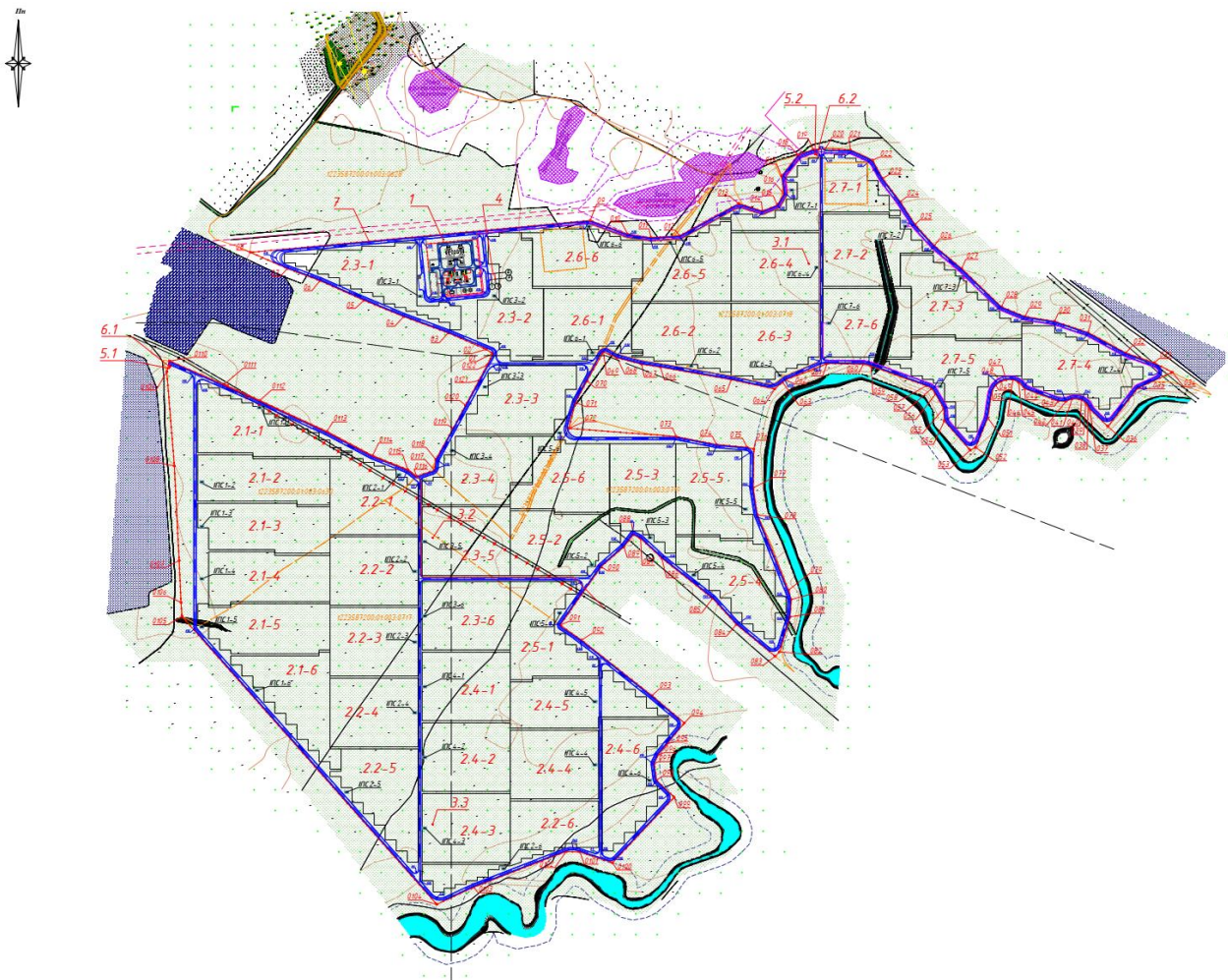


Рисунок 1.1 - Генплан ділянки будівництва СЕС

1.2 Кліматичні умови району будівництва

Клімат території помірно континентальний, з м'якою зимою, з частими відлигами і теплим (інколи спекотним) літом (наведено по ДСТУ-Н В.1.1-27:2010 для м. Дніпра). Згідно архітектурно-будівельного районування території України, ділянка вишукувань знаходиться в II кліматичному районі - Південно-Західному (Степовому).

Основні температурні характеристики холодної і теплої пір року приведені по м. Дніпро. Згідно з рисунком 1 ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія», архітектурно-будівельний кліматичний район – II. Відповідно до таблиці 2:

Середня температура найбільш холодної п'ятиденки:

- забезпеченістю 0,92 – мінус 24°C;
- забезпеченістю 0,98 – мінус 26°C.

Середня температура найбільш холодної доби:

- забезпеченістю 0,92 - мінус 27°C;
- забезпеченістю 0,98 – мінус 29°C.

Температура повітря теплого періоду:

- температура найбільш жаркої доби забезпеченістю 0,95 – плюс 30°C;
- найжаркіша п'ятиденка забезпеченістю 0,99 – плюс 26°C.

Згідно ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи», відповідно до Додатка Е для Дніпропетровської області, м. Павлоград:

- вітрове навантаження, W_0 – 480 Па (що відповідає 3-му району по характеристичному значенню вітрового тиску; рис. 1.2);

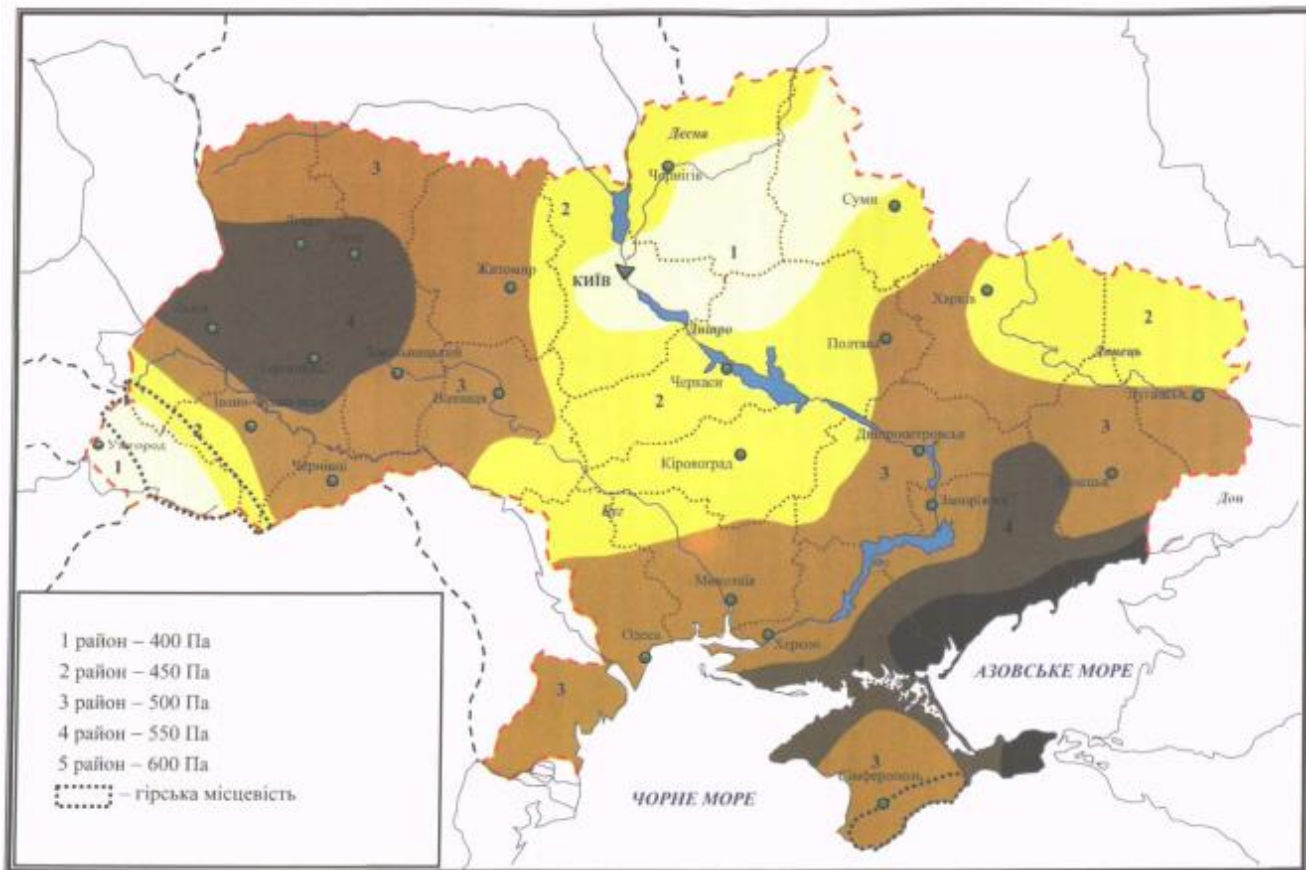


Рисунок 1.2 - Карта районування території України за характеристичними значеннями вітрового тиску

- снігове навантаження, S_0 – 1390 Па (що відповідає 4-му району по характеристичному значенню ваги снігового покриву, рис. 1.3);
- товщина стінки ожеледі, b – 17 мм (що відповідає 3-му району по характеристичному значенню товщини стінки ожеледі; рис. 1.4).

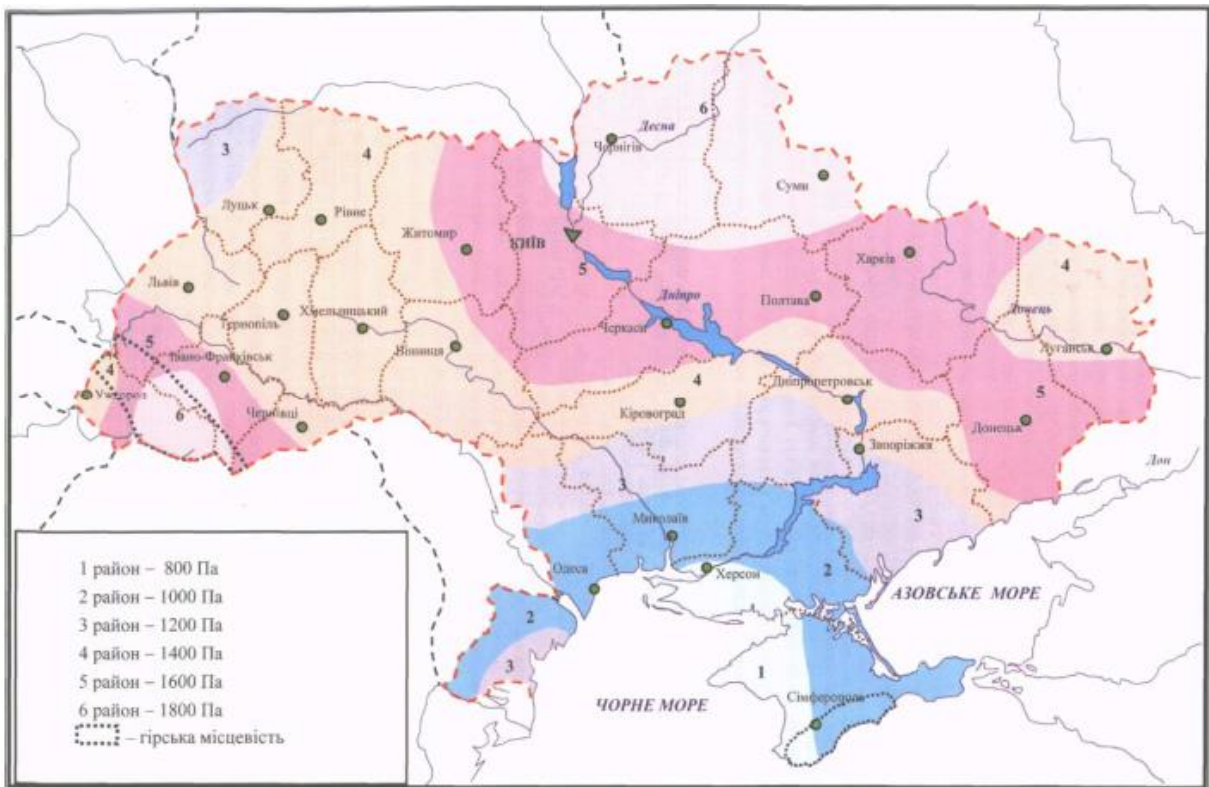


Рисунок 1.3 - Карта районування території України за характеристичними значеннями ваги снігового покриву

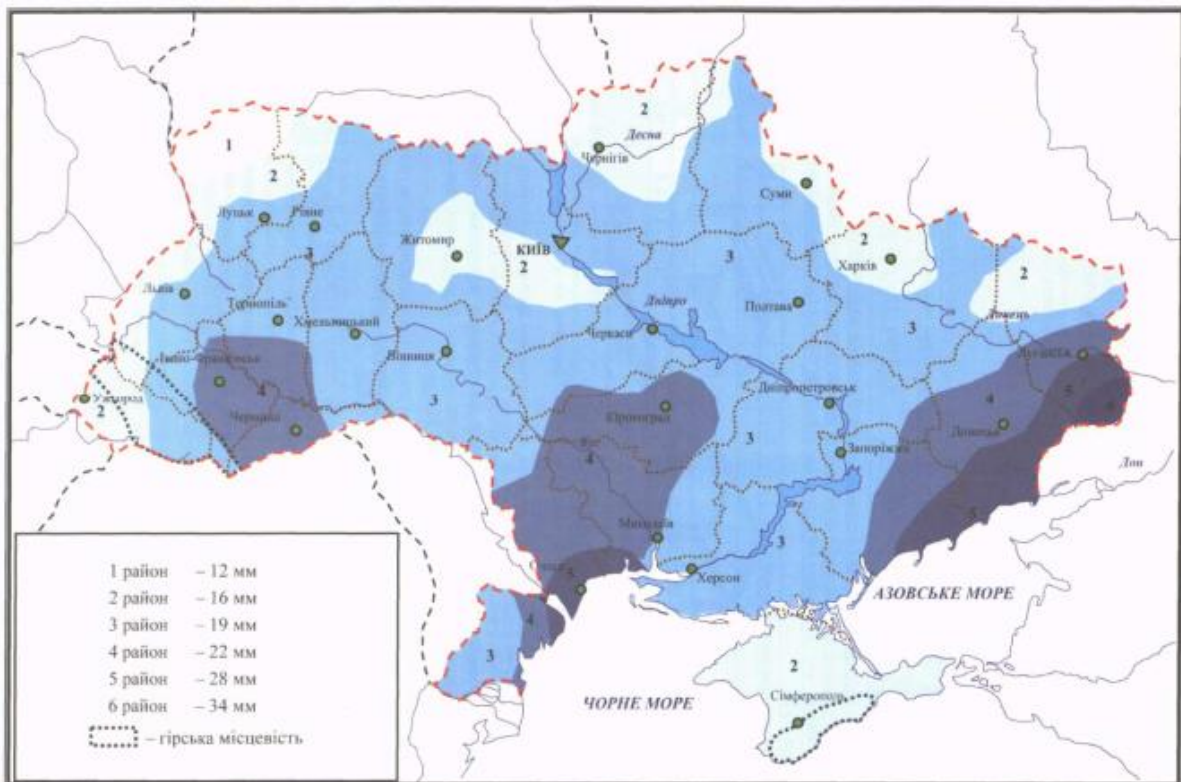


Рисунок 1.4 - Карта районування території України за характеристичними значеннями товщини стінки ожеледі

Нормативна середньобагаторічна глибина сезонного промерзання згідно з ДБН В.2.1-10-2009 «Основи та фундаменти споруд. Основні положення проектування» складає:

- для суглинків і глин - 0,76 м;
- для супісків, пісків мілких та пилюватих – 0,93 м;
- для пісків гравійних, великих і середньої крупності – 0,99 м;
- для великоуламкових ґрунтів – 1,13 м.

Інтенсивність сейсмічної дії району м. Павлоград, згідно ДБН В.1.1-12:2014 «Будівництво в сейсмічних районах України», на основі карти загального сейсмічного районування ЗСР-2004 В - відсутня. Клас відповідальності згідно з ДБН В.1.2-14-2018 – СС2.

1.3 Геологічні і гідрогеологічні умови ділянки будівництва

За картами гідрогеологічного районування ділянка розташована в межах Дніпрово-Донецької западини та приурочена до басейну річки Вовча. У межах досліджуваної території розвитком користуються водоносні горизонти відкладів четвертинного віку, палеогену, кам'яновугільного віку та тріщинуватої зони кристалічного фундаменту.

В межах території виявлено перший від поверхні водоносний горизонт, приурочений до алювіальних відкладів верхнього неоплейстоцену та голоцену. Глибина залягання рівня ґрунтових вод становить 3.7 – 5.7 м, що відповідає абсолютним відміткам 60.96 – 62.57 м. Водоносний горизонт відкритий безнапірний. Водовмісними породами слугують мілкі піски, супіски та частково суглинки. Водотривкого шару, розвідувальними свердловинами виявлено не було.

Живлення водоносного горизонту змішане та здійснюється за рахунок підпору поверхневих вод в період паводків зі сторони поверхневих водоймищ та водотоків, а також за рахунок інфільтрації атмосферних опадів та втрат із водонесучих підземних комунікацій. Розвантаження водоносного горизонту

відбувається в річку Кривець в період повені. Загальний ґрунтовий потік спрямований в напрямку руслової частини річки Вовча. Режим ґрунтових вод не постійний, залежить від пори року і кількості опадів та напряму пов'язаний з гідрологічним режимом поверхневих водоймищ та особливостей господарської діяльності людини.

Згідно з гідрологічним режимом, максимальний рівень ґрунтових вод припадає на квітень та травень, мінімальний — на серпень та вересень.

Коливання рівня ґрунтових вод, в залежності від природніх чинників (річні коливання рівня води в водотоках) та техногенного впливу (втрати з водонесучих комунікацій), без урахування катастрофічних техногенних та природних явищ, може досягати 0.5 – 1.0 м.

Згідно ДБН В.1.1-24-2009 «Інженерний захист територій та споруд від підтоплення та затоплення», територія відноситься до не підтоплених.

За хімічним складом водної витяжки, згідно ДСТУ Б В.2.6-145:2010 за ступенем сульфатної агресивності та за вмістом хлоридів ґрунти є неагресивними для всіх видів бетону та залізобетонних конструкцій. Ґрунти мають високу корозійну агресивність до свинцевих оболонок та алюмінієвих оболонок згідно з довідковими матеріалами.

За хімічним складом, згідно ДСТУ Б В.2.6-145: 2010 за ступенем сульфатної агресивності ґрунтові води неагресивні до бетону на портландцементі. Вода неагресивна по водневому показнику (рН), неагресивна за змістом вуглекислоти (CO₂), магнезійних солей (Mg) та їдких лугів (K+Na). За змістом хлоридів ґрунтові води неагресивні до арматури залізобетонних конструкцій (згідно табл. Б.5 ДСТУ Б В.2.6-145: 2010) при постійному зануренні та слабоагресивні при періодичному змочуванні, вміст хлоридів.

Досліджувана товща ґрунтів відкладів по номенклатурним ознакам і фізико-механічним властивостям, розділена на 17 інженерно-геологічних елементів (ІГЕ). Нумерація ІГЕ прийнята самостійною від денної поверхні. Опис ІГЕ наводиться нижче:

ІГЕ 1 еН — Ґрунтово-рослинний шар — суглинок, чорний, темно-коричневий, гумусований, твердої консистенції, з корінням рослин.

ІГЕ 2 бН — Суглинок важкий, пилюватий, темно-коричневий, чорний, твердої консистенції, з домішкою органічних речовин, з прошарками та включеннями пилюватого супіску.

ІГЕ 3 бН — Глина важка, пилювата, від чорної до темно-коричневої, твердої консистенції, з домішкою органічних речовин, охриста, з прошарками легкої глини. Р

ІГЕ 4 аН — Супісок піщанистий сірий, темно-сірий, твердої консистенції, з прошарками легкого суглинку.

ІГЕ 5 адРІІІ-Н — Глина важка, пилювата, темно-коричнева, твердої та напівтвердої консистенції, з домішкою карбонатних включень до 5%.

ІГЕ 6а аРІІІ-Н — Глина легка, пилювата, темно-сіра, твердої та напівтвердої консистенції, з тонкими прошарками піску.

ІГЕ 6б аРІІІ-Н — Глина легка, пилювата, темно-сіра, тугопластичної консистенції, з тонкими прошарками піску.

ІГЕ 7а аРІІІ-Н — Суглинок важкий, пилюватий, темно-коричневий, коричневий, твердої та напівтвердої консистенції.

ІГЕ 7б аРІІІ-Н — Суглинок важкий, пилюватий, коричневий, сіро-коричневий, тугопластичної консистенції.

ІГЕ 8а аРІІІ-Н — Суглинок легкий, піщанистий, світло-сірий, коричневий, твердої та напівтвердої консистенції.

ІГЕ 8б аРІІІ-Н — Суглинок легкий, піщанистий, світло-сірий, м'якопластичної консистенції.

ІГЕ 9 аРІІІ-Н — Пісок середньої крупності, сірий, середньої щільності, середнього ступеню водонасичення та водонасичений, однорідний.

ІГЕ 10а аРІІІ — Пісок мілкий, від темно-коричневого до світло-сірого, середньої щільності, малого ступеню водонасичення, однорідний, з тонкими прошарками суглинку. Розповсюджений майже по всій території.

ІГЕ 106 аРІІ — Пісок мілкий, світло-сірий, світло-коричневий, середньої щільності, середнього ступеню водонасичення та водонасичений, однорідний, з прошарками легкої глини до 2 см.

ІГЕ 11а аРІІ — Супісок піщанистий сірий, темно-сірий, пластичної консистенції, з прошарками легкого суглинку.

ІГЕ 11б аРІІ — Супісок піщанистий, сірий, темно-жовтий, текучої консистенції.

ІГЕ 12 аРІІ — Пісок середньої крупності, жовтий, щільний, водонасичений, однорідний.

1.4 Основні вимоги до проєктування СЕС та системи видачі потужності в мережу

Завданням на проєктування передбачається будівництво сонячної електростанції потужністю 105 МВт.

Сонячна електростанція (СЕС) складається з наступних основних технологічних елементів і устаткування:

- фотоелектричні модулі (ФЕМ);
- комплекти металоконструкцій для панелей;
- шафи збору потужності постійного струму (ШЗП);
- інверторні підвищувальні підстанції 0,55/35 кВ (ІПС);
- система кабельних ліній постійного і змінного струму;
- метеостанції – 3 од.

Для видачі потужності в мережу передбачається підстанція ПС 150/35 кВ збору потужності. Будівництво ПС 150/35 кВ збору потужності «Павлоградської СЕС» з встановленням трансформаторів потужністю 2×80 МВА передбачене для видачі потужності Павлоградської сонячної електростанції 105 МВт в мережу АТ «ДТЕК Дніпровські електричні мережі» та ДП «НЕК «Укренерго».

Згідно Технічних умови нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок (далі – технічні умови) приєднання ПС 150/35 кВ збору

потужності виконується до існуючої повітряної лінії 150 кВ Л-82 Придніпровська ТЕС – Павлоградська 330 кВ за схемою «захід-вихід» (схема мережі наведена на рисунку 1.5). При цьому створюється дві повітряні лінії 150 кВ:

ПЛ 150 кВ Л-82 ПС Придніпровська ТЕС з відп. на ПС Промбаза, ПС Мінеральна та ПС Придніпровська – Солар Фарм-4 (Павлоградська СЕС);

- ПЛ 150 кВ Л-82-А ПС 330 кВ ПС Солар Фарм-4 (Павлоградська СЕС) – Павлоградська.

Нове будівництво заходів існуючої ПЛ 150 кВ Л-82 та реконструкція мережі 150 кВ, існуючих підстанцій 150 кВ ПС «Промбаза», ПС «Мінеральна» та ПС «Придніпровська» згідно технічних умов на приєднання та завдання на проектування виконується за окремими проектами АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі».

Додаткові технічні заходи для перевлаштування пристроїв релейного захисту ПЛ 150 кВ на ПС 330 кВ Павлоградська та Придніпровська ТЕС та перевірки обладнання 150 кВ на ПС 330 кВ Павлоградська та Придніпровська ТЕС згідно технічних умов на приєднання та завдання на проектування виконується за окремими проектом погодженим з ДП «НЕК «Укренерго».

Заходи, щодо реконструкції Придніпровської ТЕС для забезпечення видачі повної потужності 105 МВт Павлоградської СЕС передбачаються за окремим проектом АТ «ДТЕК Дніпроенерго».

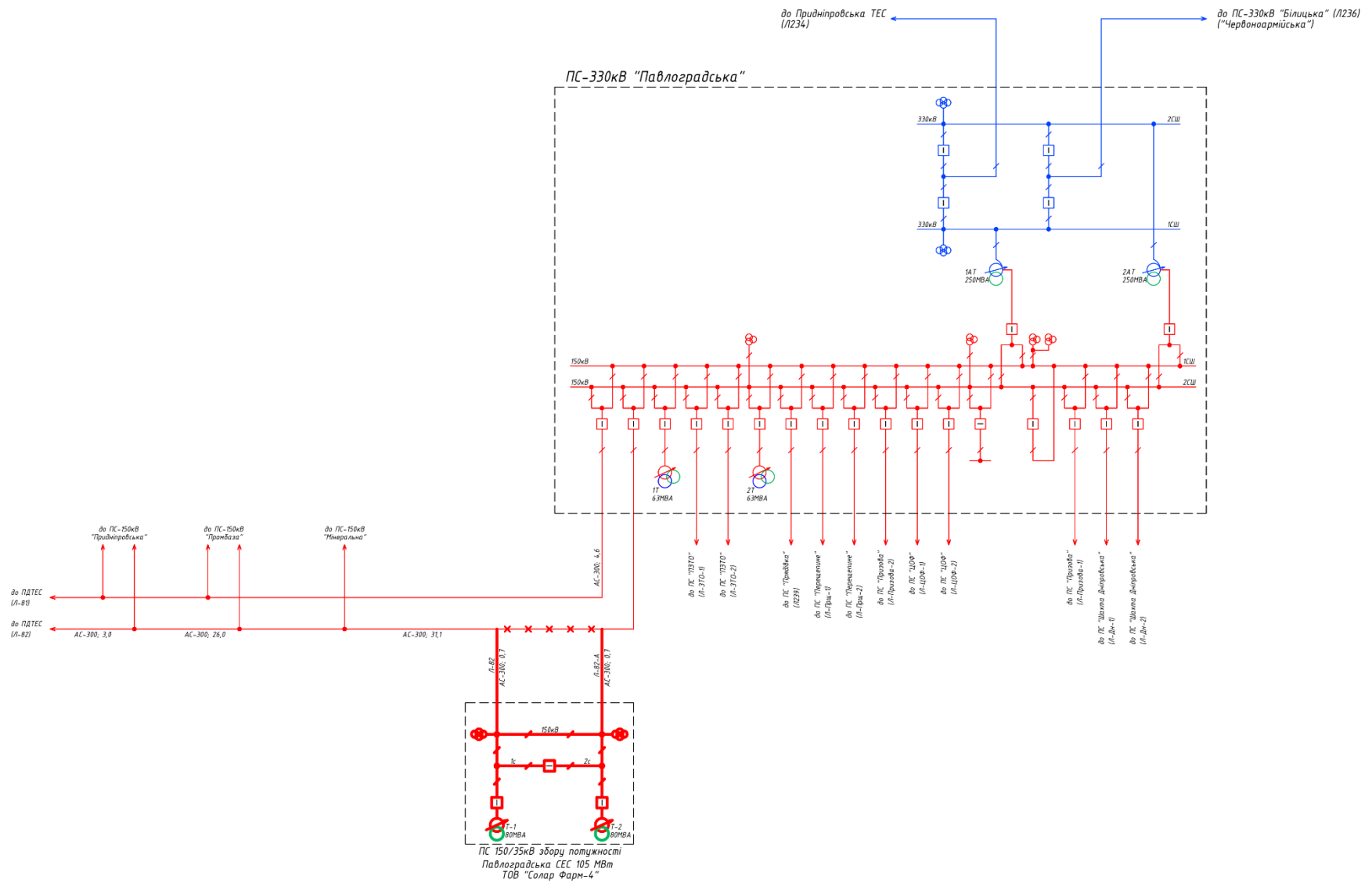


Рисунок 1.5 - Схема приєднання Павлоградської СЕС до мережі 150кВ

2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір фотоелектричних модулів та їх характеристик

Приймаємо до використання фотоелектричні модулі (ФЕМ) Risen RSM72-6-370M. Основні технічні характеристики ФЕМ наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Основні технічні характеристики ФЕМ

Параметр	Risen RSM72-6-370M	
<u>Електричні параметри</u>		
Умови тестування	STC	NOCT
Максимальна потужність, Вт	370	276,8
Напруга холостого ходу, В	48,15	44,3
Струм короткого замикання, А	9,90	8,12
Напруга максимальної потужності, В	39,60	36,3
Струм максимальної потужності, А	9,35	7,63
Ефективність модуля, %	19,1	
Максимальна напруга збірки, В	1 500	
<u>Температурні параметри</u>		
Температурний коефіцієнт для потужності, %/°C	-0,39	
Температурний коефіцієнт для напруги холостого ходу, %/°C	-0,29	
Температурний коефіцієнт для струму короткого замикання, %/°C	+0,05	
Діапазон робочих температур, °C	-40..+85	
Номінальна робоча температура комірок, °C	45±2	
<u>Механічні параметри</u>		
Габаритні розміри, мм	1 956×992×40	
Маса, кг	22	
Тип сонячних комірок	Monocrystalline	
Кількість сонячних комірок	72	
Рівень захисту по ГОСТ 14254-96	IP67	
Тип роз'ємів	Risen Twinsel PV-SY02	

З'єднання ФЕМ у збірки здійснюються власними кабелями. Для приєднання збірок до відповідних шаф збору потужності використовується мідний кабель

постійного струму з подвійною ізоляцією і з захистом від ультрафіолетового випромінювання PV1-F 1×4,0 мм².

Підключення кабелів до збірок ФЕМ виконується за допомогою роз'ємів типу PV-C1F-S 2,5-6 (+) та PV-C1M-S 2,5-6 (-) виробництва Phoenix Contact.

Схему з'єднання ФЕМ у збірки наведено на рисунку 2.1.

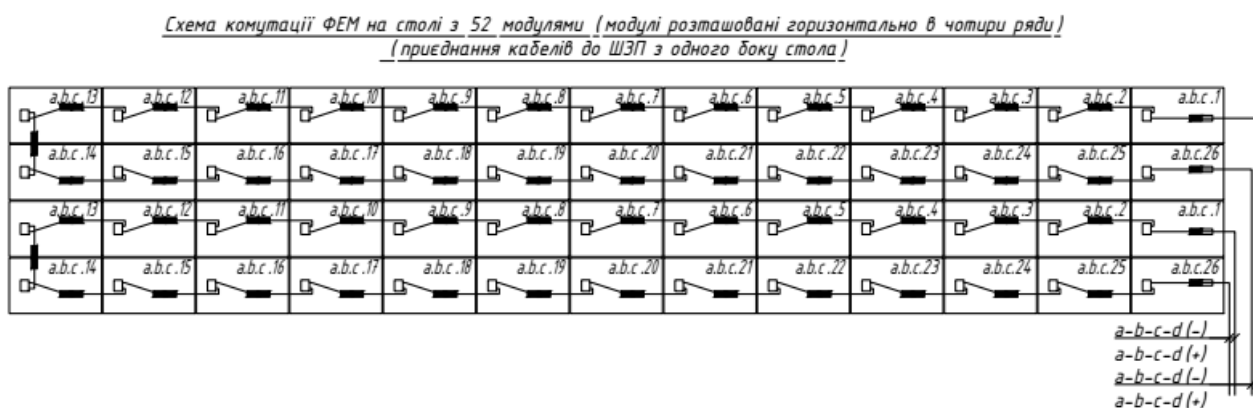


Рисунок 2.1 - Схема комутації ФЕМ на столі з 52 модулями (2 збірки модулів)

Конфігурація сонячної електростанції. ФЕМ з'єднуються в збірки по 26 модулів в кожній. Збірки ФЕМ кабельними лініями (КЛ) постійного струму напругою до 1500 В підключаються до шаф збору потужності постійного струму (ШЗП).

Загальна кількість ФЕМ, що підлягає до встановлення, складає 329 472 од.

Потужність станції по стороні DC за $STC_{ФЕМ}$:

$$P_{stc,DC} = P_{STC} N_{ФЕМ} = 0,37 \cdot 329\,472 = 121904,64 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт перевантаження інвертора по стороні DC за STC :

$$K_{пер,dc} = P_{stc,DC} / P_{inv} = 121904,64 / 105000 = 1,16$$

за $NOCT_{ФЕМ}$:

$$P_{\text{НОСТ.DC}} = P_{\text{НОСТ}} N_{\text{ФЕМ}} = 0,37 \cdot 329\,472 = 276,8 \cdot 329\,472 = 91\,197\,849,6 \text{ кВт}$$

ФЕМ встановлюються на опорні конструкції. На кожній опорній конструкції розміщується 52 ФЕМ – 4 ряди по 13 ФЕМ в альбомної орієнтації.

Конструкцію системи кріплення ФЕМ наведено на рисунку 2.2.

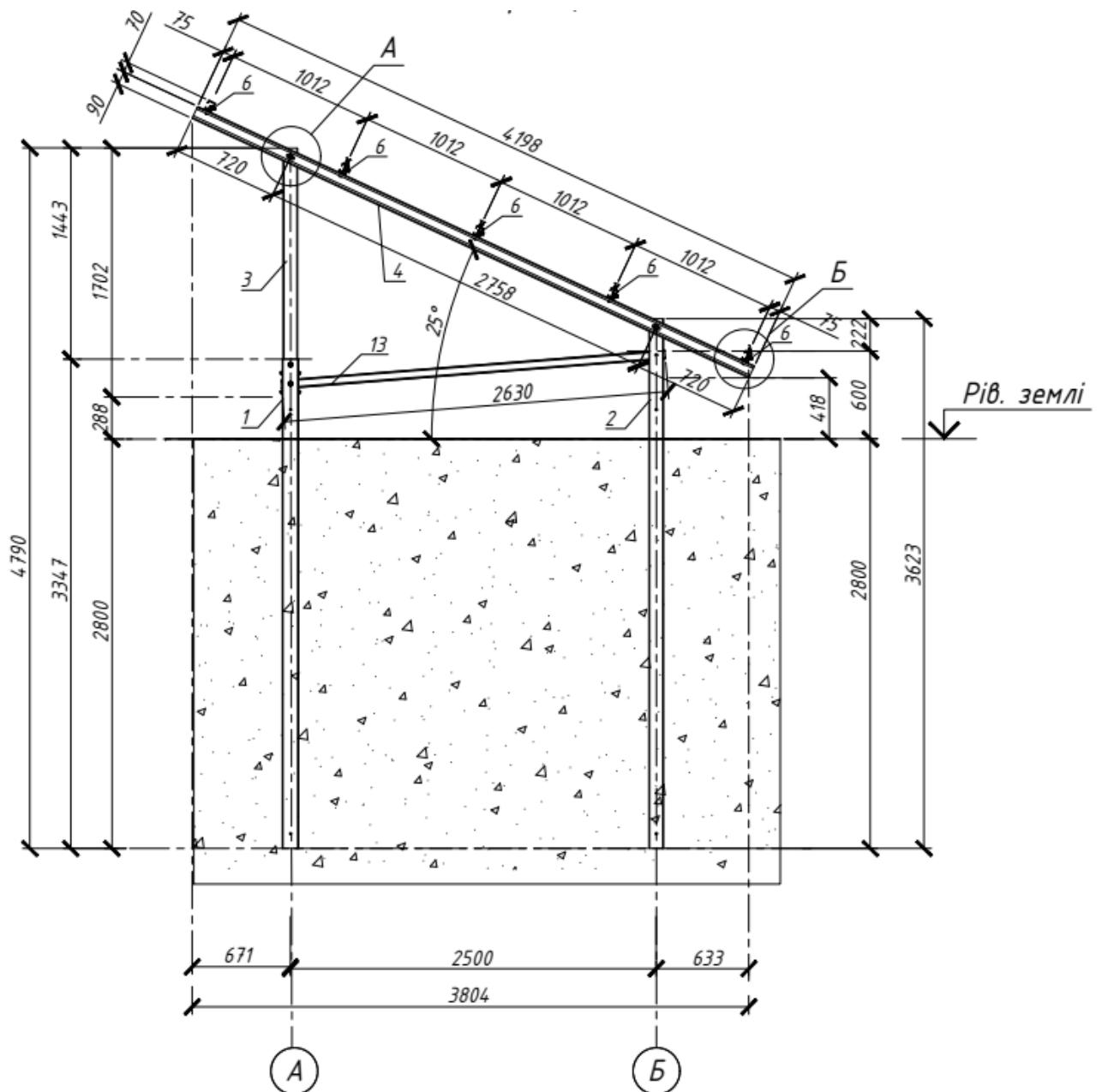


Рисунок 2.2 - Конструкція системи кріплення ФЕМ

2.2 Шафи збору потужності постійного струму

Приймаємо до використання шафи збору потужності (ШЗП) KST GSC16-МН. Основні технічні характеристики ШЗП наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Основні технічні характеристики ШЗП

Параметр	Значення
Максимальна кількість входів, шт.	16
Номинальний струм запобіжника, А	15
Діапазон робочої напруги, В	0~1 500 В
Зв'язок	RS-485 / Modbus-RTU 9 600 Б/с
Габаритні розміри, Ш × Г × В, мм	810×206×680
Маса, кг	40
Діапазон робочих температур, °С	-20...+60
Рівень захисту по ГОСТ 14254-96	IP65



Рисунок 2.3 – Шафа збору потужності постійного струму

Для захисту збірок ФЕМ від коротких замикань та зворотних струмів приєднання виконано через роз'єднувач з запобіжником на кожен полюс. В колі лінії видавання імпульсної перенапруги встановлено пристрій захисту від імпульсної перенапруги (ПЗП). Підключення кабелів від збірок ФЕМ виконується за допомогою клемних затискачів.

Схему ШЗП наведено на рисунку 2.4.

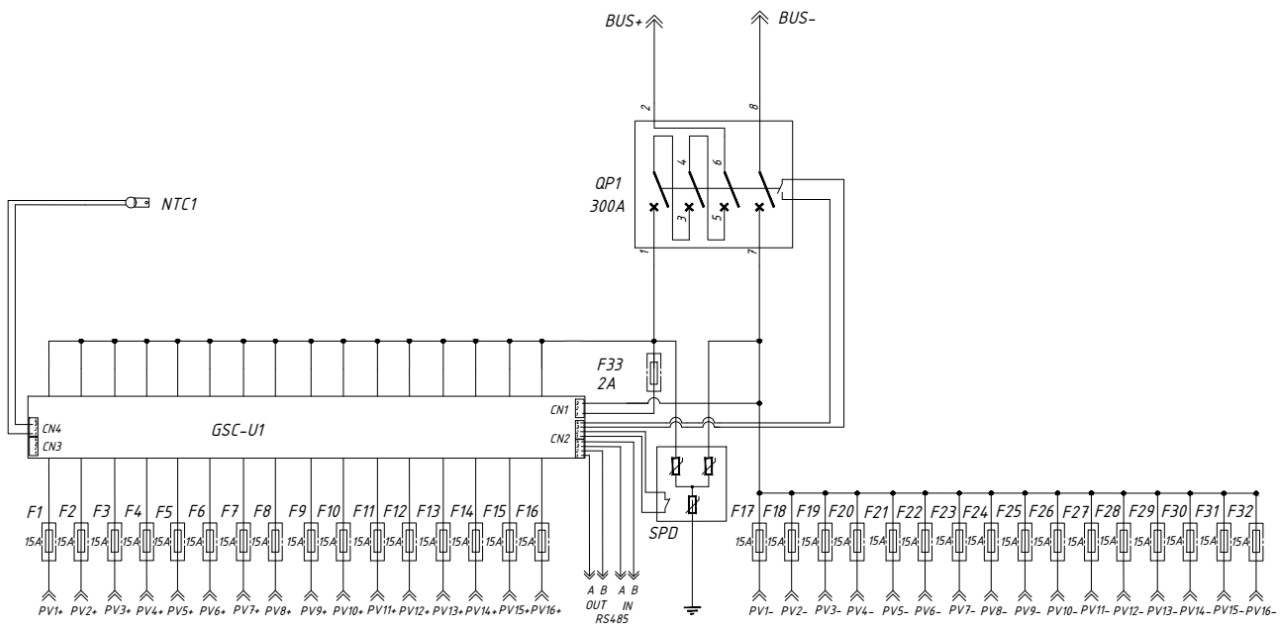


Рисунок 2.5 - Схема шафи збору потужності

До ШЗП підключаються до 16 збірок ФЕМ. Схему збору потужності постійного струму на прикладі однієї ШЗП наведено на рисунку 2.6. ШЗП кабельними лініями далі приєднуються до інверторних підстанцій (ІПС).

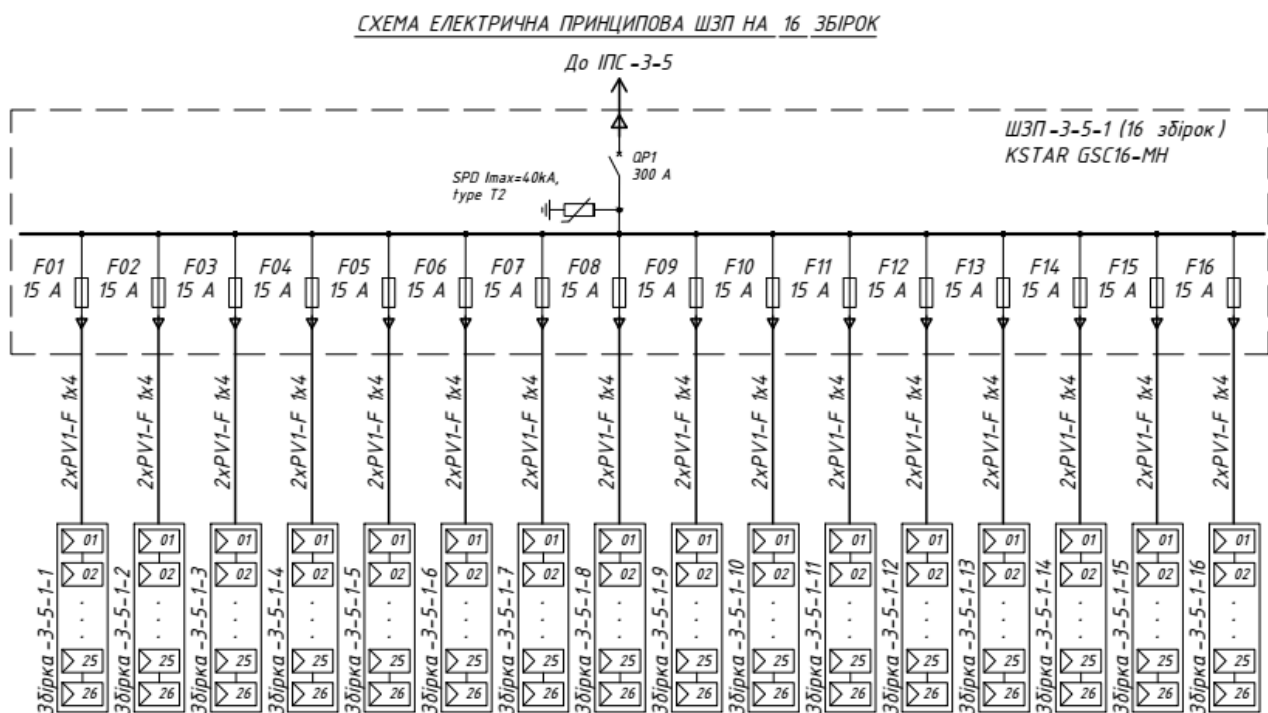


Рисунок 2.6 - Схема збору потужності постійного струму

ШЗП здійснює моніторинг струмів збірок, напруги та стану запобіжників, вимикача навантаження та пристрою захисту від імпульсних перенапруг.

2.3 Вибір технічної характеристики інверторних підстанцій

Для перетворення постійного струму у змінний використовуються потужні мережеві інвертори типу GSM1250 виробництва KSTAR потужністю 1250 кВт, з напругою перетворення DC/AC (800-1500)/550.

Інвертори встановлюються у кількості по 2 одиниці в контейнері підвищувальної інверторної підстанції з трансформатором потужністю 2500 кВА та напругою 0,55/35 кВ.

The screenshot displays the 'Grid inverter definition' window with the following parameters:

- Main parameters:** Model: GSM1250, Manufacturer: KStar, File name: KStar_GSM1250.OND, Data source: Manufacturer 2018, Prod. Since 2017.
- Input side (DC PV field):**
 - Minimum MPP Voltage: 800 V
 - Min. Voltage for PNom: 800 V
 - Maximum Input Current: 1581.7 A
 - Nominal MPP Voltage: 1050 V
 - Maximum MPP Voltage: 1300 V
 - Absolute max. PV Voltage: 1500 V
 - Power Threshold: 12500 W (Default)
 - Contractual specifications, without real physical meaning: Required
 - Nominal PV Power: 1250 kW
 - Maximum PV Power: 1625 kW
 - Maximum PV Current: 1750 A
- Output side (AC grid):**
 - Frequency: 50 Hz, 60 Hz (checked)
 - Grid voltage: 550 V
 - Nominal AC Power: 1250 kW
 - Maximum AC Power: 1375 kW
 - Nominal AC current: 1312 A (checked)
 - Maximum AC current: 1443 A (checked)
- Efficiency:**
 - Maximum efficiency: 99.00%
 - EURO efficiency: 98.70%
 - Efficiency defined for 3 voltages: (unchecked)

Рисунок 2.7 - Деталізовані характеристики інверторів типу GSM1250

Тоді кількість інверторних підстанцій буде визначатися:

$$N_{\text{ІПС}} = P_{\text{inv}}/S_{\text{НОМ.Т.ІПС}} = 105000/2500 = 42 \text{ одиниці}$$

Таким чином, слід прийняти до встановлення 42 ІПС.

Передбачається використання ІПС KSTAR контейнерного типу. ІПС являє собою цільний сталевий контейнер з розташованим у середині обладнанням. Контейнер поділений на три камери: камеру інверторів, трансформаторну камеру та високовольтну камеру. У контейнері встановлено 2 інвертора KSTAR GSL1250, сухий трансформатор власних потреб, комірники, вимикачі високої та низької напруги, пристрій моніторингу HFNA2-S.

Основні технічні характеристики інвертора наведено в таблиці 2.3, а загальний вигляд на рисунку 2.8.

Таблиця 2.3 - Основні технічні характеристики інвертора

Параметр	Значення
Максимальна напруга, В	1500
Кількість входів постійного струму	12
Кількість MPPT контролерів	1
Номінальна активна потужність, кВт	1250
Номінальна напруга, В	550
Частота мережі, Гц	50



Рисунок 2.8 - Загальний вид інвертора 1250 кВт

Основні технічні характеристики ІПС наведено в таблиці 2.4.

ПС обладнано захистом від коротких замикань та захистом від перенапруги, то додаткове захисне обладнання не потрібне.

Схема ПС по стороні 35 кВ – прохідна.

Схему ПС наведено на рисунку 2.9.

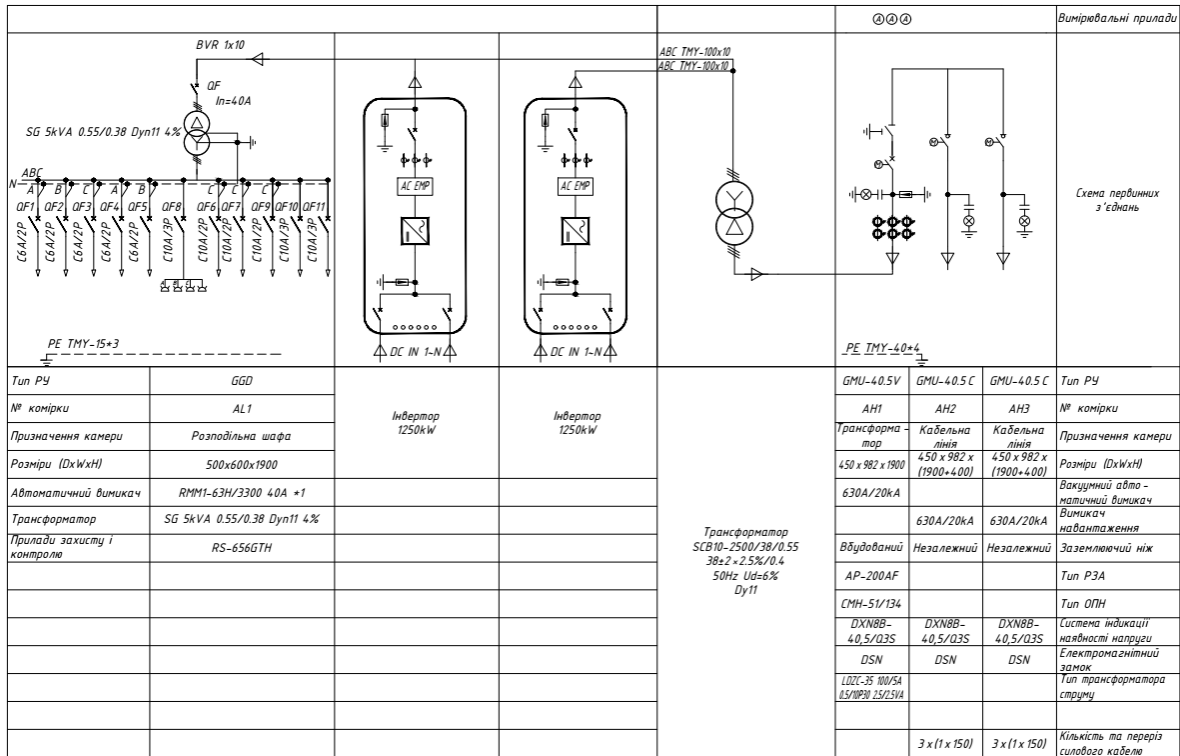


Рисунок 2.8 - Схема інверторної підстанції та її основне обладнання



Рисунок 2.9 - Загальний вигляд інверторної підстанції

Таблиця 2.4 - Основні технічні характеристики інверторної підстанції

Параметр	Значення
<u>Вхідні параметри</u>	
Максимальна потужність, кВт	3 367 / 2 806
Максимальна напруга, В	1 500
Діапазон робочої напруги МРРТ контролера, В	800-1 300
Кількість входів постійного струму	24
Кількість МРРТ контролерів	2
<u>Вихідні параметри</u>	
Номінальна активна потужність, кВт	2500
Номінальна напруга, кВ	35
Частота мережі, Гц	50/60
<u>Захист</u>	
Роз'єднувач на вході	Так
Захист від острівного режиму роботи	Так
Захист від струмових перевантажень з боку змінного струму	Так
Захист від зворотної полярності по постійному струму	Так
Захист від перенапруги по постійному струму	Так
Захист від перенапруги по змінному струму	Так
Контроль ізоляції	Так
<u>Механічні параметри</u>	
Габаритні розміри, Д × Ш × В, мм	5 000 × 2 438 × 2 591
Рівень захисту по ГОСТ 14254-96	IP54

До кожної ПС приєднується до 24 ШЗП. Всього на кожну ПС приходиться до 384 збірок ФЕМ.

ПС об'єднано КЛ змінного струму напругою 35 кВ у технологічні магістралі (7 технологічних магістралей по 6 ПС в кожній) і приєднано до ПС 150/35 кВ збору потужності до ЗРУ-35 кВ.

Схему збору потужності змінного струму від ПС наведено на рисунку 2.10.

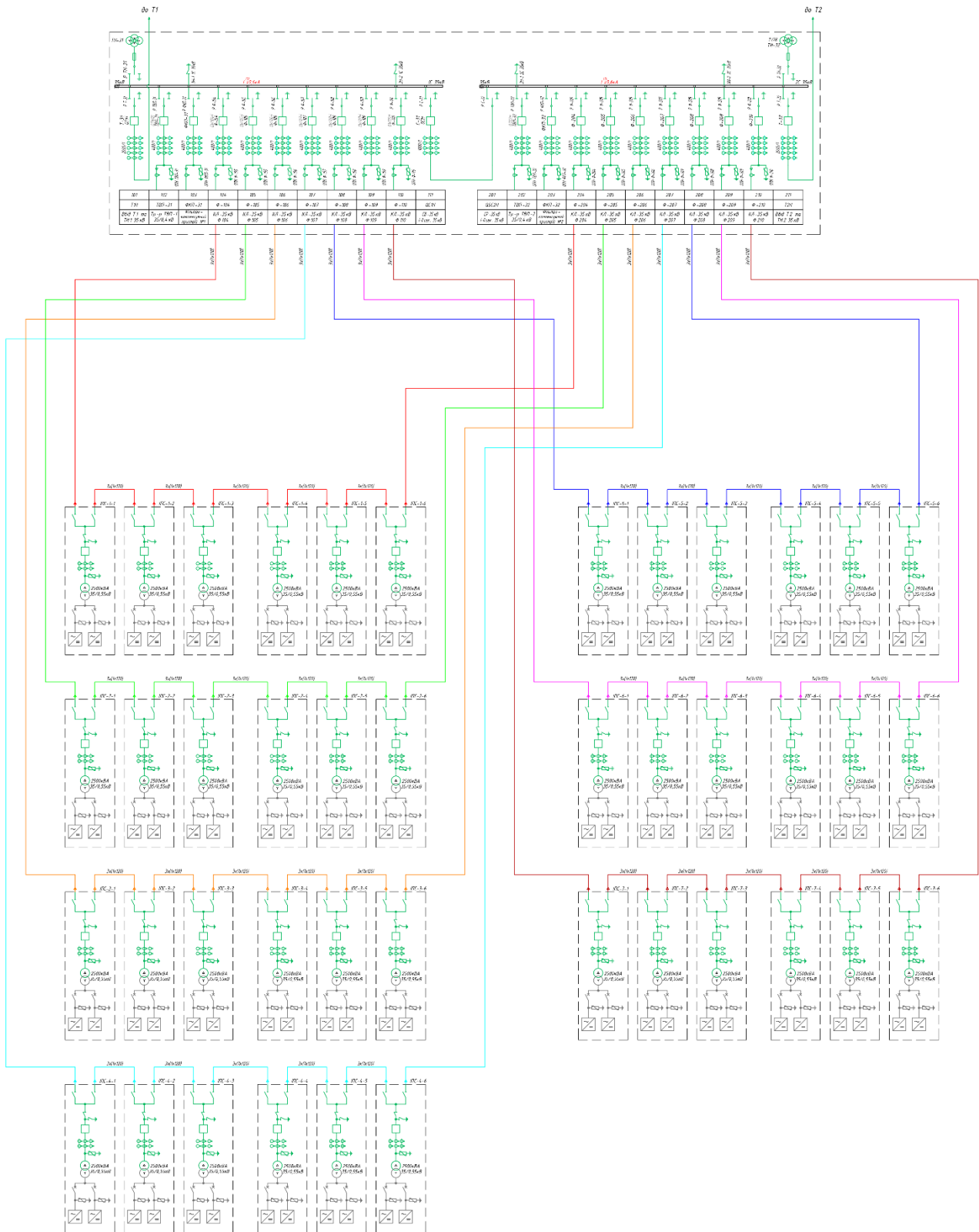


Рисунок 2.10 - Схема збору потужності змінного струму

Схема приєднання збірок ФЕМ до ШЗП і ШЗП до ПС наведено на рисунку 2.11, схемні рішення наведено на прикладі інверторної підстанції ПС-3-5, схемні рішення для інших інверторних підстанцій аналогічні.

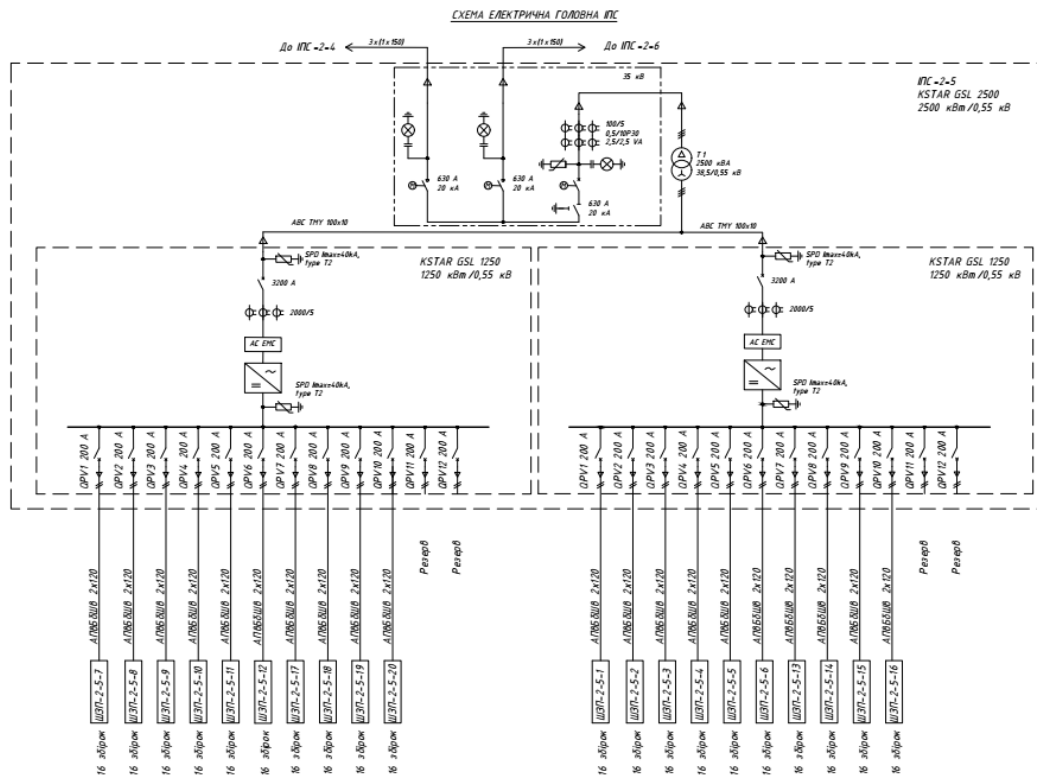


Рисунок 2.11 - Схема приєднання збірок ФЕМ до ШЗП і ШЗП до ПС

Контролер GSC-U1 у ШЗП підключається до пристрою моніторингу HFNA2-S інверторної підстанції інтерфейсу RS-485.

ШЗП підключається до пристрою моніторингу HFNA2-S інверторної підстанції інтерфейсу RS-485.

Інвертори, датчики та виконавчі пристрої інверторної підстанції підключаються пристрою моніторингу HFNA2-S. Інверторні підстанції з'єднуються між собою та ПС 150/35 кВ збору потужності по інтерфейсу 100Base-FX оптичними магістралями. Кабельні вводи в інверторні підстанції виконуються в захисних трубах. Труби фундамент ПС закладаються з нахилом 0,5° назовні.

Таким чином, сонячна електростанція складається з наступних основних технологічних елементів і устаткування:

- фотоелектричний модуль (ФЕМ) – 329 472 од.;

- комплект металоконструкцій для 52 панелей – 6 336 од.;
- шафа збору потужності постійного струму (ШЗП) – 853 од.;
- інверторна підстанція (ІПС) – 42 од.;

2.4 Особливості прокладання та вибір кабельних ліній збору потужності постійного струму

Для підключення збірок ФЕМ до ШЗП застосовуються кабелі PV1-F 1x4 мм² з подвійною ізоляцією, стійкою до ультрафіолету.

Кабельні лінії (КЛ) збору потужності постійного струму від ФЕМ прокладаються по опорних конструкціях (столах) і в траншеях в містах переходу між рядами опорних конструкцій. У ґрунті кабелі від ФЕМ прокладаються у траншеях на глибині 0,7 м.

Напрямок трас кабельних ліній від ШЗП до ІПС вибрано з урахуванням розташування ШЗП, ІПС та опорних металоконструкцій (столів).

У зв'язку з високим рівнем ґрунтових вод на ділянці №1 для підключення ШЗП до ІПС застосовується алюмінієвий броньований кабель з посиленою ізоляцією з можливістю його прокладки у ґрунтах з підвищеною вологістю перетином 2x120 мм².

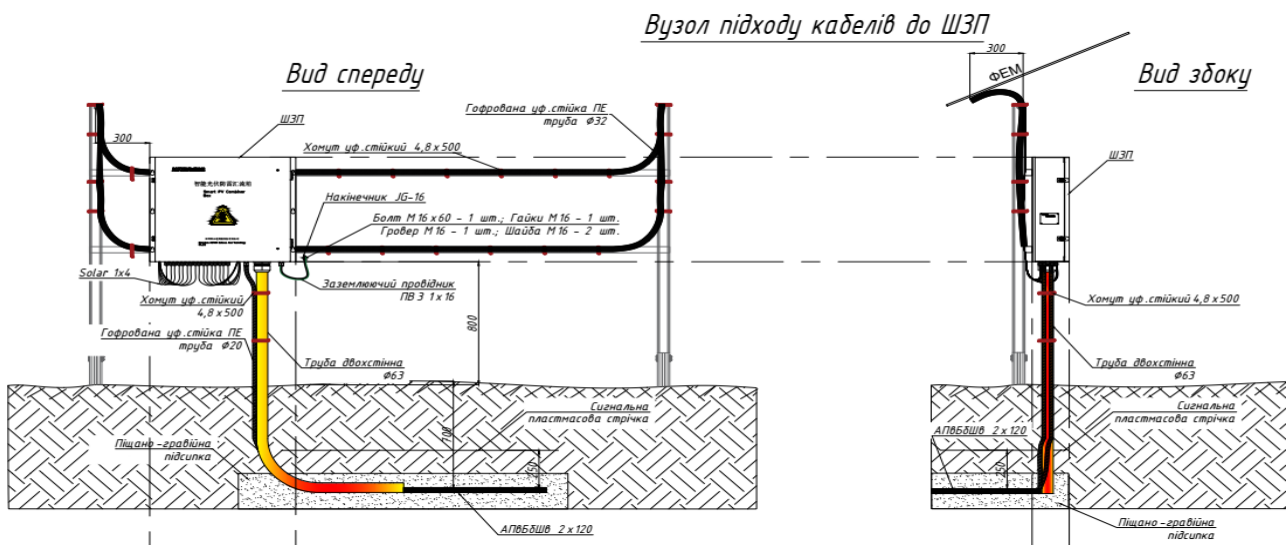


Рисунок 2.12 - Підключення КЛ постійного струму до ШЗП

Кабельні лінії збору потужності від ШЗП до ІПС прокладаються у траншеях на глибині 0,7 м як окремо, так і сумісно з мережами постійного струму від ФЕМ до ШЗП та мережами системи моніторингу. Відстань між сусідніми кабелями у траншеї прийнята не менше 0,1 м, від краю стінки до кабелів не менше 0,1 м, до кабелів у сусідніх траншеях має складати не менше 0,5 м, до фундаментів не менше 1 м, до заземлювачів не менше 0,3 м, до бровки проїздів не менше 1 м.

План трас КЛ постійного струму від ШЗП до ІПС на прикладі інверторної зони 2-5 наведено на плані кабельних трас (рис 2.13).

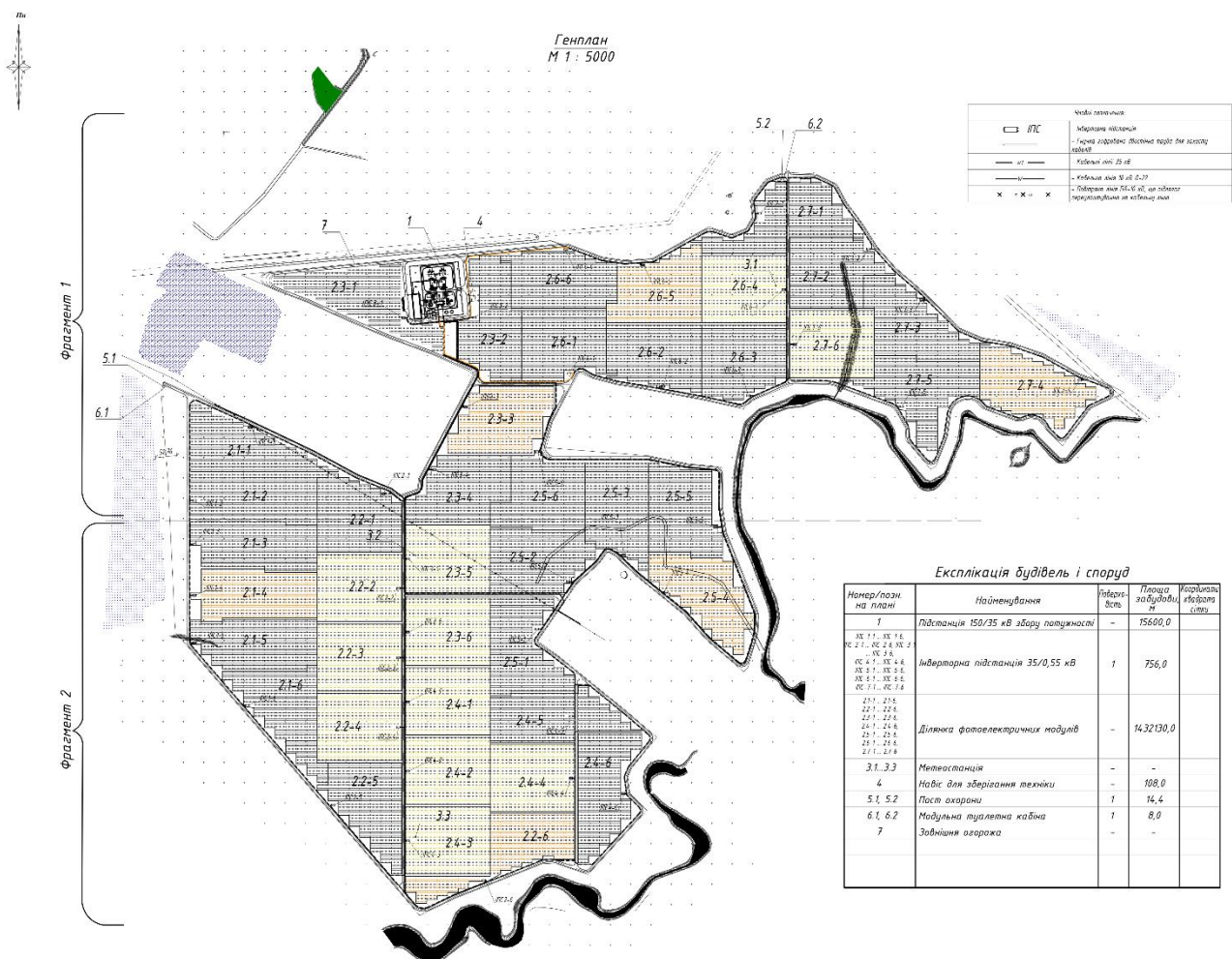


Рисунок 2.13 – План кабельних ліній та інверторних підстанцій

Для захисту від механічних пошкоджень підйом кабелів 2x120 мм² із траншеї до ШЗП здійснюється в ПВХ трубі Ø63 мм стійкої до ультрафіолетового

випромінювання.

Ввід кабелю в інверторну підстанцію (ІПС) виконується в захисних трубах.
У фундаментах кожної ІПС передбачено закладні труби $\Phi 63$.

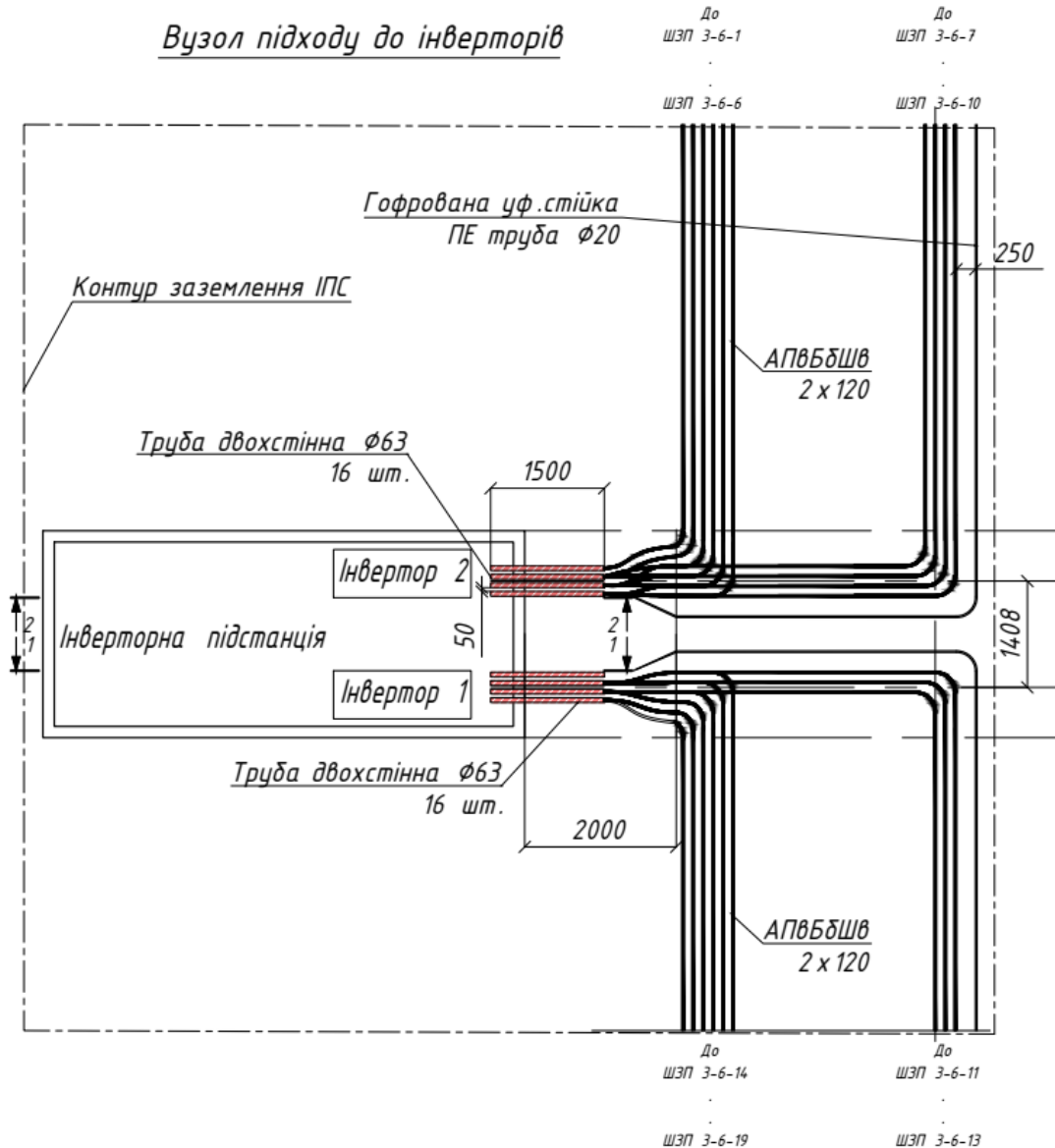


Рисунок 2.14 – Підключення КЛ від ШЗП до інверторних підстанцій

Для герметизації кабельних ввідів та запобігання потрапляння води в інверторні підстанції передбачено використання бандажних стрічок зовні закладних труб у фундаментах ІПС.

Перетин автомобільної дороги кабельними лініями від ШЗП до ІПС виконується в трубах ПЕ $\Phi 90$ мм. Перехід кожної лінії мереж постійного струму

від ШЗП до ППС виконується в окремій трубі ПЕ Ø90 мм. В місці переходу через автомобільну дорогу передбачено по одній резервній трубі ПЕ Ø90 мм.

Резервні труби ПЕ Ø90 мм під автомобільною дорогою та резервні закладні труби Ø63 мм для вводу кабелів в ППС герметизуються з обох кінців монтажною піною (на глибину не менше 300 мм) та закриваються ПВХ заглушками Ø90 мм та Ø63 мм на клеєвій основі з обох кінців.

В місцях перетину КЛ постійного струму з КЛ змінного струму 35 кВ кабелі, що перетинаються, КЛ прокладаються у захисних трубах ПЕ Ø90 мм на всій ділянці перетину плюс 1 м у кожен бік.

2.4.1 Вибір номінального перерізу жил кабелю мережі збору постійного струму

Розрахунки виконуються для ФЕМ Risen RSM72-6-370M. Технічні параметри ФЕМ Risen RSM72-6-370M:

- потужність ФЕМ – $P_{\text{ФЕМ}} = 370$ Вт;
- напруга максимальної потужності – $U_{\text{макс}} = 39,6$ В;
- струм максимальної потужності – $I_{\text{макс}} = 9,35$ А;
- струм короткого замикання – $I_{\text{кз}} = 9,90$ А

Кількість ФЕМ у збірці – $n = 26$ шт;

Кількість збірок ФЕМ на одну шафу збору потужності – $m = 16$ шт;

Вибір номінального перерізу жил кабелю від збірок ФЕМ до ШЗП

Передбачається застосовувати кабель PV1-F 1×4,0. Технічні параметри кабелю PV1-F 1×4,0:

- допустимий струм при 60°C $I_{\text{доп}(60^\circ\text{C})} = 55$ А;
- опір при 20°C $R_{20^\circ\text{C}} = 5,09$ Ом/км.

Умови прокладання кабелю PV1-F 1×4,0:

- по опорних конструкціях та в елементах конструкцій з фіксацією кабелю поліамідними стяжками;
- максимальна кількість проводів у трубі в пучці – 8;
- максимальна температура (безпосередньо під ФЕМ) – $\theta_0 = 70^\circ\text{C}$.

Допустимий струм кабелю, з врахуванням способу прокладки, повинен бути більше ніж максимальний струм збірки

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}(60^{\circ}\text{C})} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 55 \cdot \frac{0,75}{0,82} \cdot 0,85 \cdot 0,52 = 22,23 \text{ A} > 9,35 \text{ A}$$

де k_1 – коефіцієнт, що враховує відхилення температури оточуючого середовища;

k_2 – коефіцієнт, що враховує відхилення температури провідника;

k_3 – коефіцієнт, що враховує прокладку кабелів групою;

Допускається не застосовувати захист від перевантаження кабелю від ФЕМ, якщо значення тривало допустимого струму кабелю в будь-якому місці перевищує або дорівнює значенню струму $I_{\text{кз}}$, збільшеному в 1,25 раз.

$$1,25 \cdot I_{\text{кз}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$1,25 \cdot 9,90 = 12,375 \text{ A} < 22,23 \text{ A}$$

Обраний кабель PV1-F 1×4,0 забезпечує пропускну здатність проводу по всій довжині траси.

Перевіримо номінал запобіжника у шафі збору потужності. У шафі збору потужності встановлено запобіжники з номінальним струмом 15 А. Рекомендується, щоб номінальний струм запобіжника задовольняв вимогу:

$$1,25 \cdot I_{\text{кз}} \leq I_{\text{зап}} \leq 2,4 \cdot I_{\text{кз}}$$

$$1,25 \cdot 9,90 \leq I_{\text{зап}} \leq 2,4 \cdot 9,90$$

$$12,375 \text{ A} < 15 \text{ A} < 23,76 \text{ A}$$

Відповідно до ДСТУ EN 60269-6:2015 повинна виконуватися умова:

$$1,4 \cdot I_{\text{кз}} \leq I_{\text{зап}}$$

$$1,4 \cdot 9,90 = 13,86 \text{ A} < 15 \text{ A}$$

Номінальний струм запобіжника повинен бути менше ніж допустимий

струм кабелю:

$$I_{\text{зап}} \leq I_{\text{доп}}$$
$$15 \text{ A} \leq 22,23 \text{ A}$$

Розрахуємо струм короткого замикання.

Максимальний струм короткого замикання, що може протікати по кабелю це сумарний струм короткого замикання усіх збірок ФЕМ мінус струм короткого замикання однієї збірки ФЕМ.

$$I_{\text{кз.макс}} = (m - 1) \cdot I_{\text{кз}} = (16 - 1) \cdot 9,90 = 148,5 \text{ A}$$

Час t , під час якого струм короткого замикання приведе до збільшення температури ізоляції провідника від самої високої допустимої температури в нормальному режимі роботи до граничної температури, може бути розрахований за виразом:

$$t = \left(k \cdot \frac{S}{I} \right)^2 = \left(143 \cdot \frac{4}{148,5} \right)^2 = 14,84 \text{ c}$$

де t – тривалість короткого замикання, с;

S – площа поперечного перетину кабелю, мм²;

I – струм короткого замикання, А;

k – коефіцієнт, що враховує питомий опір, температурний коефіцієнт та теплоємність провідникового матеріалу, та відповідні початкові та кінцеві значення температури.

Запобіжник з номінальним струмом 15 А відключить струм короткого замикання 148,5 А менше ніж за 0,01 с.

Отже, кабель належним чином захищений запобіжником 15 А від струмів

короткого замикання.

Розрахуємо втрати напруги в кабелі. Врахуємо вплив температури жили на величину опору кабелю.

Опір жили постійному струму на одиницю довжини при її температурі θ :

$$R' = R_0 \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)) = 5,09 \cdot (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} \cdot (73,5 - 20)) = 6,16 \text{ Ом/км}$$

де R_0 – опір жили постійному струму при 20°C ;

$\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ – температурний коефіцієнт при 20°C ;

θ – температура провідника;

Температура провідника:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_0) \cdot \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 70 + (90 - 70) \cdot \left(\frac{9,35}{22,23} \right)^2 = 73,5^\circ\text{C}$$

де θ_0 – температура оточуючого середовища;

$\theta_{\text{доп}}$ – тривало допустима температура провідника (90°C);

$I_{\text{макс}}$ – максимальний струм навантаження;

$I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм провідника з урахуванням умов прокладки.

Виконаємо розрахунок для максимальної відстані від збірок до ШЗП ($l = 89 \text{ м}$)

$$\Delta U = 2 \cdot R' \cdot \frac{l}{1000} \cdot I_{\text{макс}} = 2 \cdot 6,16 \cdot \frac{89}{1000} \cdot 9,35 = 10,25 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{10,25}{1029,6} \cdot 100 = 1\%$$

$$U = n \cdot U_{\text{макс}} = 26 \cdot 39,6 = 1029,6 \text{ В}$$

Втрати потужності будуть складати:

$$\Delta P = \Delta U \cdot I_{\text{макс}} = 10,25 \cdot 9,35 = 95,84 \text{ Вт}$$

Результати розрахунків для інших ділянок наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Результати розрахунків втрат напруги та потужності в кабелях збірок до ШЗП-3-5-1

№ збірки	$I_{\text{макс}}, \text{А}$	$U, \text{В}$	$S, \text{мм}^2$	$R', \text{Ом/км}$	$l, \text{м}$	$\Delta U, \text{В}$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, \text{Вт}$
3-5-1-1	9,35	1029,6	4	6,16	85	9,79	0,95	91,55
3-5-1-2	9,35	1029,6	4	6,16	85	9,79	0,95	91,55
3-5-1-3	9,35	1029,6	4	6,16	58	6,68	0,65	62,47
3-5-1-4	9,35	1029,6	4	6,16	58	6,68	0,65	62,47
3-5-1-5	9,35	1029,6	4	6,16	30	3,46	0,34	32,31
3-5-1-6	9,35	1029,6	4	6,16	30	3,46	0,34	32,31
3-5-1-7	9,35	1029,6	4	6,16	5	0,58	0,06	5,39
3-5-1-8	9,35	1029,6	4	6,16	5	0,58	0,06	5,39
3-5-1-9	9,35	1029,6	4	6,16	7	0,81	0,08	7,54
3-5-1-10	9,35	1029,6	4	6,16	7	0,81	0,08	7,54
3-5-1-11	9,35	1029,6	4	6,16	34	3,92	0,38	36,62
3-5-1-12	9,35	1029,6	4	6,16	34	3,92	0,38	36,62
3-5-1-13	9,35	1029,6	4	6,16	61	7,03	0,68	65,70
3-5-1-14	9,35	1029,6	4	6,16	61	7,03	0,68	65,70
3-5-1-15	9,35	1029,6	4	6,16	89	10,25	1,00	95,86
3-5-1-16	9,35	1029,6	4	6,16	89	10,25	1,00	95,86
$\Sigma \Delta P_{\text{ШЗП-3-5-1}}, \text{Вт}$								794,86

На об'єкті передбачається встановлення 853 шаф збору потужності.

Приймаємо, що втрати напруги та потужності у кабелях між ФЕМ та ШЗП однакові для усіх ШЗП. На подальших стадіях проектування втрати напруги та потужності уточнюються.

Втрати потужності у кабелях між ФЕМ та ШЗП на об'єкті складатимуть:

$$\Sigma \Delta P_{\text{ШЗП}} = 853 \cdot \Sigma \Delta P_{\text{ШЗП-3-5-1}} = 853 \cdot 794,86 = 678032,6 \text{ Вт} = 0,68 \text{ МВт}$$

$$\Sigma \Delta P_{\text{ШЗП}\%} = \frac{\Sigma \Delta P_{\text{ШЗП}}}{368\,524 \cdot P_{\text{ФЕМ}}} = \frac{678032,6}{329784 \cdot 370} \cdot 100\% = 0,56\%$$

2.4.2 Вибір номінального перерізу жил кабелю від ШЗП до ІПС

Передбачається застосовувати кабель АПвБбШв $2 \times 120 \text{ мм}^2$. Технічні параметри кабелю АПвБбШв $2 \times 120 \text{ мм}^2$:

– допустимий струм при коефіцієнті навантаження $K = 1,0$ при глибині прокладки $0,7 \text{ м}$ та питомому термічному опору нормалізованого ґрунту $1,2 \text{ К} \cdot \text{м}/\text{Вт}$ та температурі оточуючого середовища 15°C

$$I_{\text{доп}'} = 267 \text{ А};$$

- опір при 20°C $R_{20^\circ\text{C}} = 0,253 \text{ Ом}/\text{км}$.

Умови прокладання кабелю АПвБбШв $2 \times 120 \text{ мм}^2$:

- у ґрунті;
- максимальна кількість КЛ в одній траншеї – 6;
- глибина закладання КЛ в траншеї – $0,7 \text{ м}$;
- глибина закладання КЛ в траншеї в трубі – $1,5 \text{ м}$;
- температура ґрунту – 25°C ;
- питомий тепловий опір ґрунту – $1,2 \text{ К} \cdot \text{м}/\text{Вт}$;
- мінімальна відстань між КЛ в траншеї – 100 мм .

Допустимий струм кабелю, з врахуванням способу прокладки, повинен бути більше ніж максимальний струм, від ШЗП

$$I_{\text{ШЗП.макс}} = m \cdot I_{\text{макс}} = 16 \cdot 9,35 = 149,6 \text{ А}.$$

Розрахуємо допустимий струм з врахуванням умов прокладки.

При прокладці в траншеї. Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження, який враховує теплову інерцію землі в разі підземного прокладання кабелю – $1,6$.

Коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання, іншої, ніж $0,8 \text{ м}$, прокладених безпосередньо в землі – 1 .

Коригувальний коефіцієнт для температури ґрунту, іншої ніж 20°C = $0,92$.

Коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів ґрунту, інших ніж $1,5 \text{ К}\cdot\text{м}/\text{Вт}$, прокладених безпосередньо в землі = 1.

Коригувальний коефіцієнт для груп кабелів, що прокладені горизонтально безпосередньо в землі – 0,565.

Допустимий струм кабелю, з врахуванням способу прокладки

$$I_{\text{доп}} = 267 \cdot 1,6 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 0,565 = 222 \text{ А} > 149,6 \text{ А}.$$

При прокладці в трубі. Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження, який враховує теплову інерцію землі в разі підземного прокладання кабелю – 1,6.

Коригувальний коефіцієнт при прокладці у поліетиленовому двошаровому кабелепроводу – 0,933.

Коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання, іншої, ніж 0,8 м, прокладених у трубах у землі = 0,94.

Коригувальний коефіцієнт для температури ґрунту, іншої ніж 20°C = 0,92.

Коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів ґрунту, інших ніж $1,5 \text{ К}\cdot\text{м}/\text{Вт}$, в трубах прокладених у землі = 1.

Коригувальний коефіцієнт для груп кабелів, що прокладені горизонтально в трубах (кожен кабель в окремій трубі) – 0,62.

Допустимий струм кабелю, з врахуванням способу прокладки

$$I_{\text{доп}} = 267 \cdot 1,6 \cdot 0,933 \cdot 0,94 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 0,62 = 214 \text{ А} > 149,6 \text{ А}.$$

Допускається не застосовувати захист від перевантаження кабелю від ШЗП, якщо значення тривало допустимого струму кабелю в будь-якому місці перевищує або дорівнює значенню струму $I_{\text{кз}}$, збільшеному в 1,25 раз.

$$1,25 \cdot m \cdot I_{\text{кз}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$1,25 \cdot 16 \cdot 9,90 = 198 \text{ А} < 214 \text{ А}$$

Розрахуємо втрати напруги в кабелі. Врахуємо вплив температури жили на величину опору кабелю. Опір жили постійному струму на одиницю довжини при її температурі θ :

$R' = R_0 \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)) = 0,253 \cdot (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} \cdot (56,8 - 20)) = 0,29 \text{ Ом/км}$
де R_0 – опір жили постійному струму при 20°C ;

$\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ – температурний коефіцієнт при 20°C ;

θ – температура провідника; Температура провідника:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_0) \cdot \left(\frac{I_{\text{ШЗП.макс}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{149,6}{214} \right)^2 = 56,8^\circ\text{C}$$

де θ_0 – температура оточуючого середовища;

$\theta_{\text{доп}}$ – тривало допустима температура провідника (90°C);

$I_{\text{ШЗП.макс}}$ – максимальний струм навантаження;

$I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм провідника з урахуванням умов прокладки.

Виконаємо розрахунок для максимальної відстані від ШЗП до ІПС ($l = 192 \text{ м}$)

$$\Delta U = 2 \cdot R' \cdot \frac{l}{1000} \cdot I_{\text{ШЗП.макс}} = 2 \cdot 0,29 \cdot \frac{192}{1000} \cdot 149,6 = 16,66 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{16,66}{1029,6} \cdot 100 = 1,62\%$$

$$U = n \cdot U_{\text{макс}} = 26 \cdot 39,6 = 1029,6 \text{ В}$$

Втрати потужності будуть складати

$$\Delta P = \Delta U \cdot I_{\text{ШЗП.макс}} = 16,66 \cdot 149,6 = 2492,34 \text{ Вт}$$

Результати розрахунків для інших ділянок наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Результати розрахунків втрат напруги та потужності в кабелях ШЗП до ППС-2-5

№ ШЗП	$I_{ШЗП.макс}$	$U, В$	$S, мм^2$	$R', Ом/км$	$L, м$	$\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, Вт$
ШЗП-3-5-1	149,6	1029,6	120	0,29	192	16,66	1,62	2492,34
ШЗП-3-5-2	149,6	1029,6	120	0,29	176	15,27	1,48	2284,57
ШЗП-3-5-3	149,6	1029,6	120	0,29	167	14,49	1,41	2167,74
ШЗП-3-5-4	149,6	1029,6	120	0,29	158	13,71	1,33	2050,92
ШЗП-3-5-5	149,6	1029,6	120	0,29	148	12,84	1,25	1921,11
ШЗП-3-5-6	149,6	1029,6	120	0,29	142	12,32	1,20	1843,23
ШЗП-3-5-7	149,6	1029,6	120	0,29	140	12,15	1,18	1817,27
ШЗП-3-5-8	149,6	1029,6	120	0,29	149	12,93	1,26	1934,09
ШЗП-3-5-9	149,6	1029,6	120	0,29	159	13,80	1,34	2063,90
ШЗП-3-5-10	149,6	1029,6	120	0,29	168	14,58	1,42	2180,72
ШЗП-3-5-11	149,6	1029,6	120	0,29	180	15,62	1,52	2336,49
ШЗП-3-5-12	149,6	1029,6	120	0,29	156	13,54	1,31	2024,96
ШЗП-3-5-13	149,6	1029,6	120	0,29	144	12,49	1,21	1869,19
ШЗП-3-5-14	149,6	1029,6	120	0,29	134	11,63	1,13	1739,39
ШЗП-3-5-15	149,6	1029,6	120	0,29	125	10,85	1,05	1622,56
ШЗП-3-5-16	149,6	1029,6	120	0,29	115	9,98	0,97	1492,76
ШЗП-3-5-17	149,6	1029,6	120	0,29	110	9,54	0,93	1427,85
ШЗП-3-5-18	149,6	1029,6	120	0,29	107	9,28	0,90	1388,91
ШЗП-3-5-19	149,6	1029,6	120	0,29	116	10,07	0,98	1505,74
$\Sigma \Delta P_{ППС-2-5}, Вт$								36163,65

На об'єкті передбачається встановлення 42 ППС.

На даній стадії проектування приймаємо, що втрати напруги та потужності у кабелях між ШЗП та ППС однакові для усіх ППС. На подальших стадіях проектування втрати напруги та потужності уточнюються.

Втрати потужності у кабелях між ШЗП та ППС на об'єкті складатимуть:

$$\Sigma \Delta P_{ППС} = 42 \cdot \Sigma \Delta P_{ППС-3-5} = 42 \cdot 36163,65 = 1\,518\,873,3 \text{ Вт} = 1,52 \text{ МВт}$$

$$\Sigma \Delta P_{ШЗП\%} = \frac{\Sigma \Delta P_{ППС}}{329\,784 \cdot P_{ФЕМ}} = \frac{1\,518\,873,3}{329\,784 \cdot 370} \cdot 100\% = 1,24\%$$

Орієнтовні загальні втрати потужності у мережі постійного струму складатимуть

$$\begin{aligned}\sum \Delta P &= \sum \Delta P_{\text{шзп}} + \sum \Delta P_{\text{іпс}} = 0,68 + 1,52 = 2,2 \text{ МВт} \\ \sum \Delta P_{\%} &= \sum \Delta P_{\text{шзп}\%} + \sum \Delta P_{\text{іпс}\%} = 0,56 + 1,24 = 1,8 \%\end{aligned}$$

2.5 Кабельні лінії збору потужності змінного струму 35 кВ

У зв'язку з високим рівнем ґрунтових вод на ділянці №1 кабельні лінії (КЛ) збору потужності змінного струму 35 кВ від ІПС до ПС 150/35 кВ збору потужності виконуються 1-жильними алюмінієвими кабелями з посиленою ізоляцією із зшитого поліетилену з можливістю їх прокладки у ґрунтах з підвищеною вологістю перетином $3 \times (1 \times 120 \text{ мм}^2)$.

КЛ 35 кВ прокладаються в ґрунті на глибині 1 м. В одній траншеї прокладається не більше 6 кабелів. Відстань між сусідніми кабелями у траншеї не менше 0,25 м, до кабелів у сусідніх траншеях не менше 0,5 м, до фундаментів не менше 1 м, до заземлювачів не менше 0,3 м, до бровки проїздів не менше 1 м. В окремих випадках передбачено місцеве звуження – до бровки проїздів – 0,5 м.

Для захисту кабельних ліній 35 кВ від механічних пошкоджень поверх початкового шару ґрунту укладаються залізобетонні плити товщиною, не меншою ніж 0,05 м, та шириною, за якої плити будуть виступати за крайні кабелі не менше ніж на 0,05 м.

Перетин автомобільної дороги кабельними лініями 35 кВ виконується в трубах ПЕ $\varnothing 110$ мм. Перехід кожної лінії мереж змінного струму 35 кВ виконується в окремій трубі ПЕ $\varnothing 110$ мм. В місці переходу через автомобільну дорогу передбачено по три резервні труби ПЕ $\varnothing 110$ мм.

Резервні труби ПЕ $\varnothing 110$ мм під автомобільною дорогою герметизуються з обох кінців монтажною піною (на глибину не менше 300 мм) та закриваються

ПВХ заглушками відповідного діаметру на клеєвій основі з обох кінців.

В місцях перетину КЛ постійного струму з КЛ змінного струму 35 кВ кабелі, що перетинаються, КЛ постійного струму прокладаються у захисних трубах ПЕ Ø90 мм на всій ділянці перетину плюс 1 м у кожен бік.

Для герметизації кабельних вводів та запобігання потрапляння води в інверторні підстанції передбачено використання бандажних стрічок зовні закладних труб у фундаментах ІПС.

2.5.1 Вибір номінального перерізу жил кабелю магістралей змінного струму

Вихідні дані:

- напруга – 37,5 кВ;
- потужність, що передається по КЛ 35 кВ, до однієї комірки ЗРУ-35 кВ: в нормальному режимі – 7,5 МВт;
- в аварійному режимі – 15 МВт;
- $\cos\phi=0,98$;
- найбільш важкі умови прокладки в землі: прокладка в трубі глибиною до 1,0 м;
- опір ґрунту – 1,2 К·м/Вт (підсипка в кабельних траншеях – суміш: 1/3 піска + 2/3 гравію; згідно табл.9.3 СОУ);
- заземлення екрану – з обох сторін;
- максимальна температура ґрунту – +25°C;
- максимальна температура повітря – +40°C;
- кількість паралельних ланцюгів – 6;
- відстань між паралельними ланцюгами – 250 мм;
- фактор навантаження – $m=0,514$;
- розрахунковий струм трифазного КЗ – 9,59 кА/с (0,5 с);
- тип труби (при перетині з проїздами) – поліетиленова двошарова труба, та максимальна довжина ділянки прокладки в трубі – до 20 .

Виконаємо вибір кабелів 35 кВ згідно методики, наведеної в СОУ-Н МЕВ 40.1- 37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ» (далі СОУ).

1. Струм КЛ у амперах розрахуємо за формулою:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

де P – потужність, що передається, кВт; U – номінальна лінійна напруга, кВ;
 φ – кут зсуву фаз між напругою і струмом.

Визначаємо струм в нормальному режимі:

$$I_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{нр}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{7\,500}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 0,98} = 117,8 \text{ А}$$

Визначаємо струм в аварійному режимі для КЛ 35 кВ від ІПС до ЗРУ-35 кВ:

$$I_{\text{ар}} = \frac{P_{\text{ар}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{15\,000}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 0,98} = 235,7 \text{ А}$$

Необхідно вибрати номінальний переріз жили кабелю для КЛ 35 кВ, допустимий струм – не менше 235,7 А.

Фактору навантаження $m=0,514$ відповідає коефіцієнт збільшення навантаження $k(m)=1,6$.

Розглянемо можливість використання для одножильних кабелів, перетином 120 мм².

Тривало допустимі струмові навантаження, А:

- у повітрі – 348 А;
- у ґрунті – 288 А;

2. Розрахунок КЛ-35 кВ для різних способів прокладки:

а) у разі прокладення кабелів у траншеї:

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю $I_C=288$ А.

Тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання розраховуємо за значень поправочних коефіцієнтів:

- $k_2 = 0,98$ (таблиця 8.13, коригувальні коефіцієнти для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених безпосередньо в землі);

- $k_{33} = 0,93$ (таблиця 8.16, коригувальні коефіцієнти для температури землі, іншої ніж 20°C, згідно інформації виробника);

- $k_{4Г} = 1$ (коригувальний коефіцієнт для теплових опору ґрунту 1,2 К·м/Вт згідно інформації виробника);

- $k_{5Г} = 0,7$ (коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в землі згідно інформації виробника);

- $k(m)=1,6$ (рисунок 8.14, коригувальний коефіцієнт до фактору навантаження m кабелів напругою до 35 кВ включно).

$$I_{кл35} = I_C \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_{4Г} \cdot k_{5Г} \cdot k(m) = 288 \cdot 0,98 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1,6 = 294,0 \text{ А} > 235,7 \text{ А.}$$

Кабель у заданих умовах відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 235,7 А.

б) для ділянки групи кабелів, прокладеної в окремих трубах в ґрунті:

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю, прокладеного в окремих трубах в ґрунті: $I_C=288$ А.

Значення поправочних коефіцієнтів:

- $k_1=0,94$ (коригувальний коефіцієнт для різних типів кабелепроводів

згідно інформації виробника);

- $k_2=0,98$ (таблиця 8.14, коригувальні коефіцієнти для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених у трубах у землі);

- $k_{33}=0,93$ (таблиця 8.16, коригувальні коефіцієнти для температури землі, іншої ніж 20°C, згідно інформації виробника);

- $k_{4ГТ}=0,98$ (коригувальний коефіцієнт для теплових опорів ґрунту 1,2 К·м/Вт згідно інформації виробника);

- $k_{5ГТ}=0,7$ (коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в землі згідно інформації виробника);

- $k_{(m)}=1,6$ (рисунок 8.14, коригувальний коефіцієнт до фактору навантаження m кабелів напругою до 35 кВ включно).

$$I_{кл35}=I_C \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_{4ГТ} \cdot k_{5ГТ} \cdot k(m)=288 \cdot 0,94 \cdot 0,98 \cdot 0,93 \cdot 0,98 \cdot 0,7 \cdot 1,6=270,8 \text{ А} > 235,7 \text{ А.}$$

Кабель у заданих умовах не відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 235,7 А.

в) для ділянки кабелю, прокладеного в повітрі (кабельним конструкціям):

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю, прокладеного в повітрі (кабельним конструкціям): $I_C=235,7 \text{ А}$.

Значення поправочних коефіцієнтів:

- $k_{3П}=0,88$ (таблиця 8.15, коригувальні коефіцієнти для температури оточуючого повітря іншої ніж +30°C, згідно інформації виробника);

- $k_7=0,98$ (таблиця 8.14, коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених у повітрі).

$$I_{кл35}=I_C \cdot k_{3П} \cdot k(m)=348 \cdot 0,88 \cdot 0,98=300,1 \text{ А} > 235,7 \text{ А.}$$

Кабель у заданих умовах відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 235,7 А.

Допустимий струм КЗ для жили кабелю

Допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу жили кабелю 120 мм² становить 11,3 кА (таблиця 8.42); відповідно допустимий струм КЗ в кілоамперах тривалістю 0,5 с:

$$I_{\text{кз доп}} = I_{\text{кз 1с}} / \sqrt{t} = 1,3 / \sqrt{0,5} = 15,98 \text{ кА} > 9,59 \text{ кА}$$

Кабель перерізом жили 120 мм² в заданих умовах забезпечує протікання струму КЗ силою 9,59 кА.

5. Допустимий струм КЗ для екрану кабелю

3. Допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу мідного екрану 70 мм² становить 13,4 кА (згідно інформації виробника); відповідно допустимий струм КЗ тривалістю 0,5 с:

$$I_{\text{кз доп екр}} = I_{\text{кз екр 1с}} / \sqrt{t} = 13,4 / \sqrt{0,5} = 18,95 \text{ кА}$$

Визначимо двофазний струм КЗ на землю:

$$I_{\text{кз 2ф}} = I_{\text{кз 3ф}} \sqrt{3}/2 = 9,59 \sqrt{3}/2 = 8,31 \text{ кА}$$

Екран кабелю перерізом жили 70 мм² в заданих умовах забезпечує протікання двофазного струму КЗ на землю силою 8,31 кА.

Таким чином, для заданих умов кабель задовольняє заданим умовам. Згідно виконаних розрахунків кабель відповідають вимогам:

- по тривалому максимальному допустимому при різних типах прокладки:
- по допустимому струму КЗ для жили кабелю та екрану.

-

2.6 Особливості розробки підвищувальної підстанції 35/150 кВ

- В ході будівництва підстанції 150/35 кВ збору потужності передбачається:
- організація площадки підстанції;
- зведення будівель ЗРУ-35 кВ, загальностанційного пункту керування (ЗПК), насосної станції пожежогасіння;
- установка силових трансформаторів 150/35 кВ, 80 МВА – 2 одиниці;
- установка силового обладнання ВРУ-150 кВ та ЗРУ-35 кВ;
- установка обладнання компенсації реактивної енергії та фільтрації вищих гармонік (фільтро-компенсуючі пристрої 35 кВ);
- організація системи власних потреб (ТВП, ЩВП, СОПС, дизель-генератор);
- організація релейного захисту та автоматики приєднань 150 кВ та 35 кВ;
- створення системи АСК ТП;
- створення системи АСОЕ;
- організація каналів передачі інформації.

Схема електрична принципова ПС 150/35 кВ збору потужності виконується згідно наступних документів:

- ГКД 341.044.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму із вищою напругою 6-750 кВ, Міністерство палива та енергетики України, 2011 р.
- Правила улаштування електроустановок, Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017.
- СОУ-НЕС 20.178:2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

Схема електрична принципова ПС 150/35 кВ збору потужності наведена на рисунку 2.15.

На площадці підстанції передбачена установка двох силових двообмоткових трансформаторів з номінальними параметрами – 80 МВА, 158/38,5 кВ, $Y_n/D-11$, $u_k=10,5\%$, РПН в ВН: $\pm 8 \times 1,5\%$.

Схема ВРУ-150 кВ – ВЕС-4 (місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку ліній електропередавання).

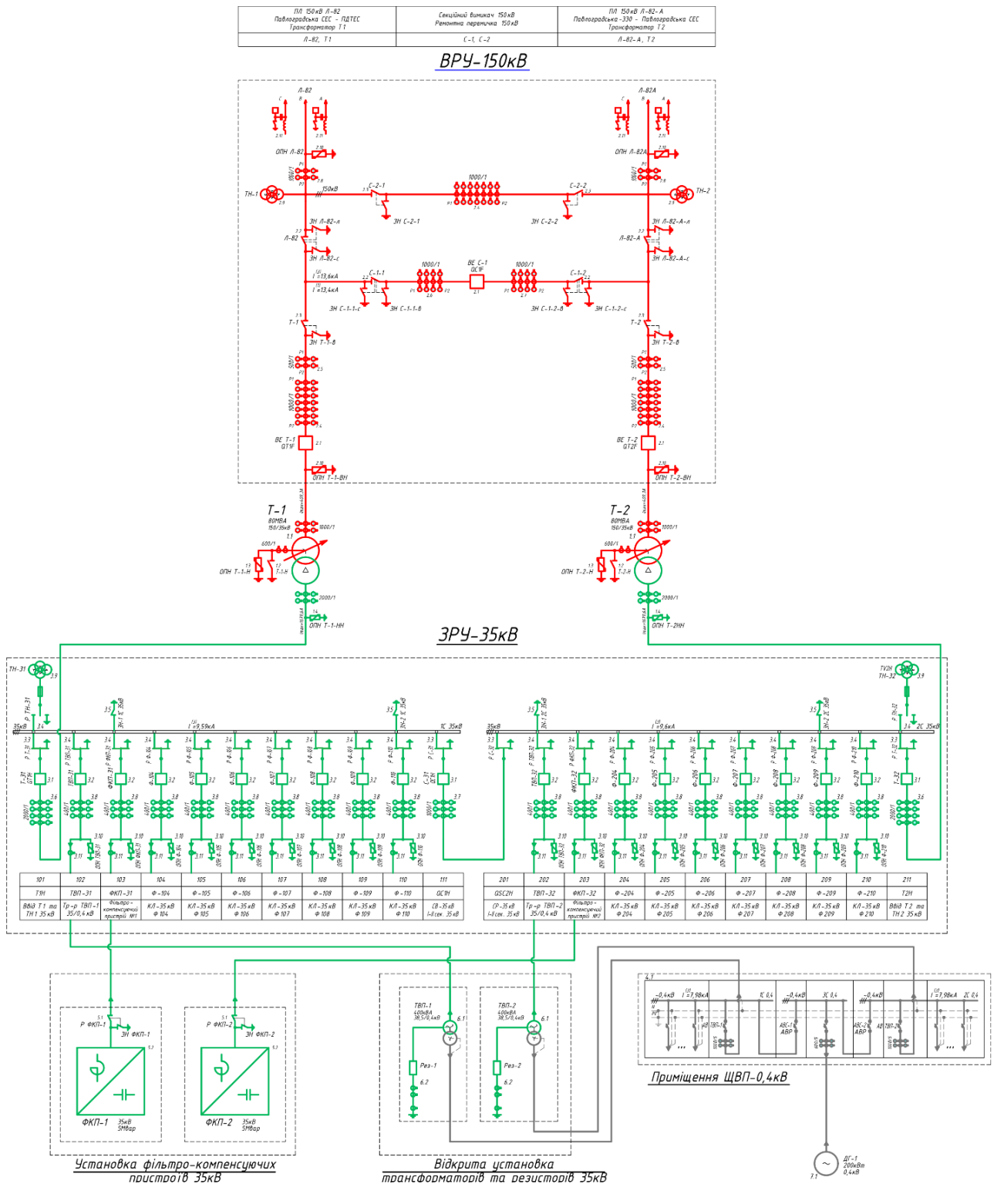


Рисунок 2.15 - Схема електрична принципова ПС 35/150 кВ

Розподільчі установки 150 кВ та 35 кВ підстанції виконані за наступними схемами:

- 1) ВРУ-150 кВ – типова схема ВЕС-4 (Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку ліній електропередавання);
- 2) ЗРУ-35 кВ – типова схема (одна одиночна, секціонована вимикачем, система шин).

На ВРУ-150 кВ прийняті до установки:

- трифазний вимикач 150 кВ елегазовий колонковий ЛТВ-170-D1/В ($U_N=170$ кВ, $I_{відкл}=40$ кА, $I_N=3\ 150$ А) – 3 од.;
- триполюсний горизонтально-поворотний роз'єднувач РГП2.-150-1600УХЛ1 з двома заземлюючими ножами, із моторними приводами ($U_N=150$ кВ, $I_N=1\ 600$ А) – 4 од.;
- триполюсний горизонтально-поворотний роз'єднувач РГП1.-150-1600УХЛ1 з одним заземлюючим ножем, із моторними приводами ($U_N=150$ кВ, $I_N=1\ 600$ А) – 4 од.;
- трифазні комплекти трансформаторів струму 150 кВ (400-200/1 А; 0,2S/0,2S/0,5/10P/10P/10P/10P) – 2 компл./6 од.;
- трифазні комплекти трансформаторів струму 150 кВ (400-50/1 А; 0,2S/0,2S) – 2 компл./6 од.;
- трифазний комплект трансформаторів струму 150 кВ (800-400-200-100/1 А; 0,2S/0,2S/0,5/10P/10P/10P/10P) – 1 компл./3 од.;
- трифазний комплект трансформаторів струму 150 кВ (800-400-200-100/1 А; 0,2S/0,2S/10P/10P) – 1 компл./3 од.;
- трифазний комплект трансформаторів струму 150 кВ (800-400-200-100/1 А; 0,5/10P/10P/10P) – 1 компл./3 од.;
- трифазні комплекти трансформаторів напруги 150 кВ ($150000/\sqrt{3}$; $100/\sqrt{3}$; $100/\sqrt{3}$; 100; 0,2/0,5/3P) – 2 компл./6 од.;
- трифазні комплекти обмежувачів перенапруг 150 кВ – 4 компл./12 од.

ЗРУ-35 кВ виконується на базі комплектних розподільчих установок із елегазовою ізоляцією (КРУЕ) з вакуумними вимикачами 35 кВ.

Секції К1Н та К2Н КРУЕ-35 кВ (2500 А, 25 кА) встановлюються в будівлі ЗРУ-35 кВ.

Для компенсації струмів замикання на землю в мережі 35 кВ передбачається установка заземлюючих резисторів 35 кВ.

Заземлюючі резистори 35 кВ приєднуються до секцій ЗРУ-35 кВ через нейтралі ТВП 35/0,4 кВ 400 кВА (TN1 та TN2).

Для компенсації реактивної енергії та фільтрації вищих гармонік передбачаються фільтро-компенсуючі пристрої 35 кВ (2×5 Мвар).

В проекті прийнята радіально-кільцева схема збору потужності на напрузі 35 кВ.

Така схема забезпечує підвищену надійність і забезпечує резервування трансформаторів, так при виході із ладу будь-якої ділянки кабельної мережі всі інверторні підстанції (ІПС) залишаються в роботі.

Схема електрична принципова мережі 35 кВ збору потужності наведена на рисунку 2.10.

В нормальному режимі роботи до кожної лінії 35 кВ мережі 35 кВ збору потужності приєднується 3 ІПС. В ремонтному або аварійному режимах можливе приєднання до 6 ІПС.

На всіх ділянках застосований кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену перерізом 120 мм², що забезпечує роботу усього кільця в разі відключення однієї із секцій підстанції 35 кВ.

В нормальному режимі роботи Павлоградська СЕС працює паралельно з енергосистемою. В нормальному режимі роботи секційний вимикач 150 кВ увімкнений, вимикачі 150 кВ трансформаторів Т1 та Т2 увімкнені. Таким чином видача потужності 105 МВт виконується на шини 150 кВ ПС 330 кВ Павлоградська та на шини 150 кВ Придніпровської ТЕС. В разі виходу з ладу одного з трансформаторів видача потужності виконується трансформатором, який залишився в роботі. Схема ВРУ-150 кВ ВЕС-4, прийнята на Павлоградській СЕС надійно забезпечують транзит ПС 330 кВ Павлоградська - Придніпровська ТЕС у будь-яких режимах роботи станції.

Схема електрична принципова ПС 35/150 кВ наведена на рисунку 2.15.

Проектом виконується встановлення двох двообмоткових силових масляних трансформаторів 150/35кВ потужністю 80 МВА кожен.

Трансформатори встановлені відкрито. Ошиновка відкритої установки силових трансформаторів передбачається сталевалюмінієвими проводами.

Конструктивно-компонувальні рішення відкритої установки силових трансформаторів та ВРУ-150 представлені на рисунку 2.16.

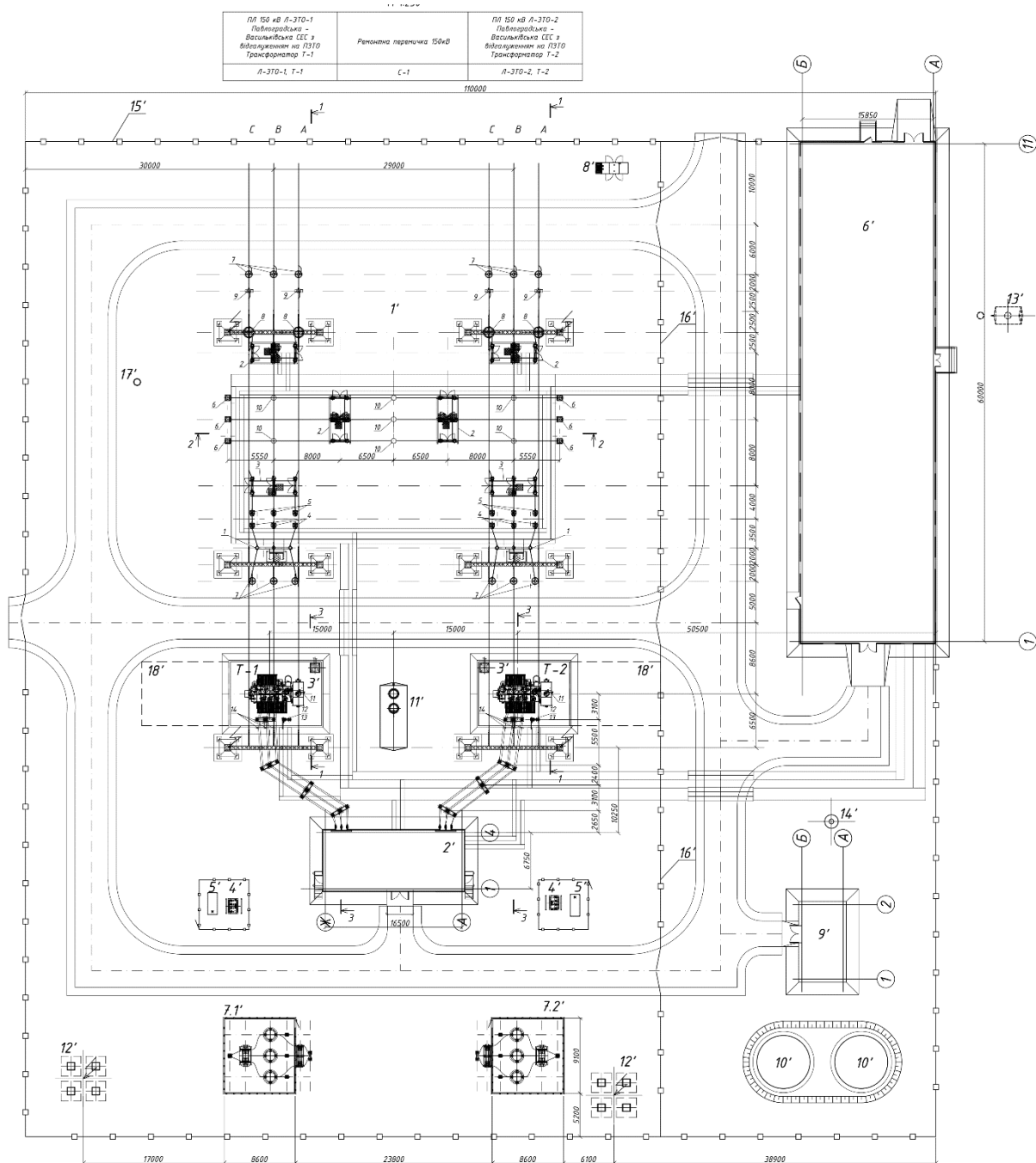


Рисунок 2.16 - Конструктивно-компонувальні рішення підстанції 35/150 кВ

2.7. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) на шинах ПС 150/35 кВ збору потужності виконаний:

- для режиму паралельної роботи усіх трансформаторів на напрузі 150 кВ (д максимального режиму);
- для режиму паралельної роботи трансформаторів на напрузі 150 кВ (д нормального та мінімального режимів);
- для режиму роздільної роботи усіх трансформаторів на напрузі 35 кВ.

Схема розрахунків нормального, режиму приведена на рисунку 2.17, а результати – у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Струми короткого замикання на шинах ПС 150/35 кВ збо потужності Павлоградської СЕС

№ п/п	Точка КЗ (шини)	Нормальний режим		ПЛ 150 кВ Л-82 вимкнена		ПЛ 150 кВ Л-82-А вимкнена	
		Струм КЗ (3ф), кА	Струм КЗ (1ф), кА	Струм КЗ (3ф), кА	Струм КЗ (1ф), кА	Струм КЗ (3ф), кА	Струм КЗ (1ф), кА
1	ВРУ-150 кВ, 1 сек.	13,6	13,4	10,4	10,9	3,21	3,27
2	ВРУ-150 кВ, 2 сек.	13,6	13,4	10,4	10,9	3,21	3,27
3	ЗРУ-35 кВ, 1 сек.	9,59	-	9,1	-	6,19	-
4	ЗРУ-35 кВ, 2 сек.	9,59	-	9,1	-	6,19	-
5	ЩВП-0,4 кВ, 1 сек.	7,98	-	7,97	-	7,96	-
6	ЩВП-0,4 кВ, 2 сек.	7,98	-	7,97	-	7,96	-

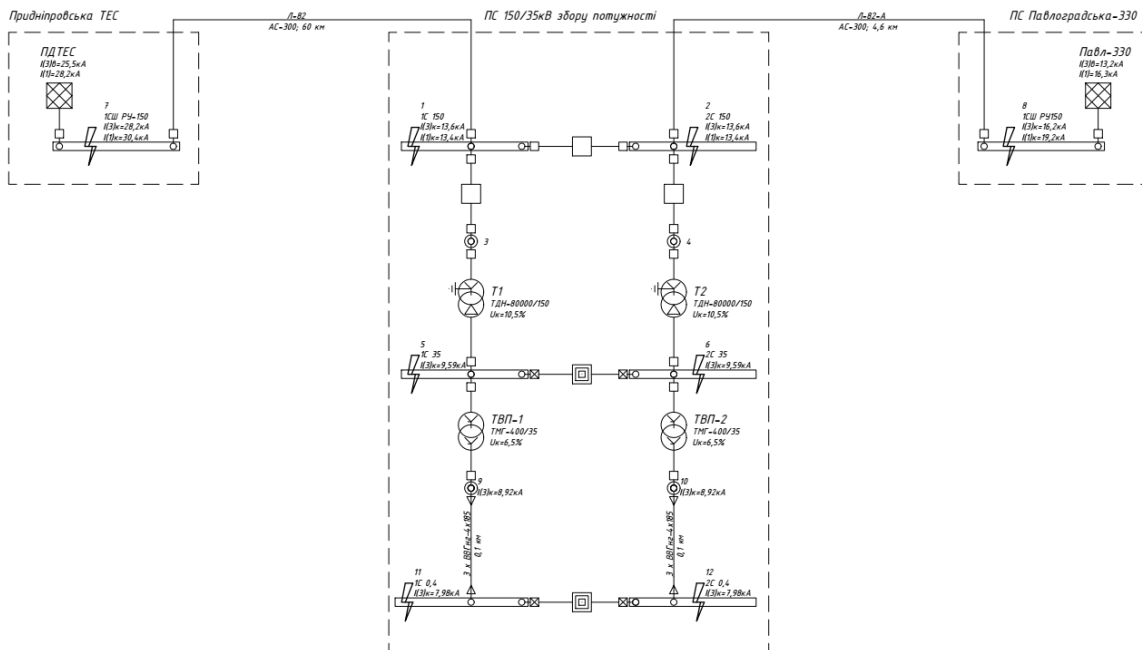


Рисунок 2.17 – Розрахунок струмів короткого замикання. Нормальний режим

2.8 Вибір основного обладнання підстанції

Основними показниками технологічного процесу видачі електричної енергії підстанцією збору потужності в мережу ДП «НЕК «Укренерго» є:

- 1) номінальна напруга розподільчих установок підстанції;
- 2) номінальна потужність трансформаторного обладнання;
- 3) вимикаюча здатність комутаційного обладнання (вимикачів);
- 4) максимальні струми ПЛ;
- 5) номінальні струми обладнання ПС.

Номінальна напруга розподільчих установок підстанції

Номінальні напруги розподільчих установок підстанції визначені п. 1.1.2 «Вимог до електроустановок Замовника» Технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок. Сонячна електростанція «Павлоградська СЕС». Товариство з обмеженою відповідальністю «Солар Фарм-4»:

- 1) ВРУ-150 кВ;
- 2) ЗРУ-35 кВ.

Номинальна потужність трансформаторного обладнання

Визначимо необхідну трансформаторну потужність підстанції:

$$S_{\text{тр повн}} = \frac{P_{\text{СЕС}}}{\cos \varphi} = \frac{105}{0,95} = 110,5 \text{ МВА}$$

де $S_{\text{тр повн}}$ – необхідна трансформаторна потужність підстанції, МВА;

$P_{\text{СЕС}}$ – встановлена потужність сонячної електростанції змінного струму, МВт;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності інверторів сонячної електростанції.

На ПС 150/35 кВ збору потужності передбачається установка двох трифазних силових трансформаторів 150/35 кВ потужністю 80 МВА кожний з наступних вимог до схеми видачі потужності:

1) у нормальному режимі роботи (два трансформатори Т1-Т2 150/35 кВ в роботі) завантаження кожного трансформатора не повинне перевищувати $0,8 \times S_{\text{тр}}$.

Завантаження трансформаторів у нормальному режимі видачі електричної енергії СЕС складає:

$$\frac{S_{\text{тр повн}}}{n_{\text{тр}} \times S_{\text{тр}}} = \frac{110,5}{2 \times 80} = 0,69 \qquad 0,69 < 0,8$$

де, $S_{\text{вид}}$ – максимальне завантаження усіх трансформаторів у нормальному режимі видачі потужності, МВА*;

$S_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, МВА;

$n_{\text{тр}}$ – кількість трансформаторів;

2) загрузка одного з двох трансформаторів не повинна перевищувати $1,4 \times S_{\text{тр}}$ в усіх режимах роботи мережі 150 кВ та вище:

$$\frac{S_{\text{тр повн}}}{(n_{\text{тр}}-1) \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{110,5}{(2-1) \cdot 80} = 1,2, \quad 1,38 < 1,4$$

де, $S_{\text{вид max}}$ – потужність максимальної видачі через один тр-р, МВА;
 $S_{\text{тр}}$ – потужність трансформатора, МВА.

Вимикаюча здатність комутаційного обладнання (вимикачів)

Вимикаюча здатність комутаційного обладнання складає:

- 1) вимикачі 150 кВ – 40 кА;
- 2) вимикачі 35 кВ – 25 кА.

Вибір вимикаючої здатності комутаційного обладнання виконаний:

- на напрузі 150 кВ – за умови стійкості до струмів трифазного к.з;
на напрузі 35 кВ – за умови стійкості до струмів трифазного к.з.

Максимальні струми ПЛ 150 кВ складають:

- ПЛ 150 кВ Л-82-А ПС 330 кВ Павлоградська – Павлоградська СЕС – 812,8 А, завантаження ПЛ – 114,5%;
- ПЛ 150 кВ Л-82 Павлоградська СЕС – Придніпровська ТЕС з відп. на ПС Промбаза та ПС Придніпровська – 553 А, завантаження ПЛ – 77,9%.

Номінальні струми обладнання ПС

Обладнання, що встановлюється на ПС 150/35 кВ збору потужності, перевірено витривалість до струмів навантаження і струмів КЗ. Максимальний розрахунковий струм лінійних приєднань, визначений аналізом нормальних, ремонтних та післяаварійних режимів роботи мережі 150 кВ, які відходять від ПС 150/35 кВ збору потужності, склад 407,98 А, максимальні розрахункові струми обмоток ВН и НН трансформаторів – 409,3 та 1 679,6 А відповідно. Приведені значення не перевищують значень номінальних струмів обраного обладнання.

В таблиці 2.8 приведені параметри обладнання 150 кВ 35 кВ.

Таблиця 2.8 – Номінальні параметри обладнання ПС

№ з/п	Найменування обладнання	Номінальний струм відключення / струм термічної стійкості, кА	Максимальний струм КЗ (3ф/1ф) розрахунковий, кА	Номінальний струм, А	Максимальний струм навантаження ПЛ(КЛ) / Т, А
1	ВРУ-150 кВ				
1.1	Вимикачі 150 кВ	40/40	13,6 / 13,4	2 000	812,8 / 409,3
1.2	Роз'єднувачі 150 кВ	-/40	13,6 / 13,4	1 600	812,8 / 409,3
2	ЗРУ-35 кВ				
2.1	Вимикачі 35 кВ	25/25	9,59 / -	2 000	- / 1 679,6
2.2	Вимикачі 35 кВ	25/25	9,59 / -	630	247,4 / -

ТС в комірці вводу 35 кВ, та секційного вимикача 35 кВ.

Визначаємо максимальні струми приєднання $I_{\text{нав.max}}$:

$$I_{\text{нав.max.ВН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1679,6 \text{ А};$$

За струмом навантаження визначаємо первинний струм трансформаторів струму:

$$I_{1\text{номВН}} \geq I_{\text{нав.max.ВН}};$$

$$2000 \geq 1679,6;$$

та визначаємо коефіцієнт трансформації ($I_{2\text{н}} = 1 \text{ А}$):

$$K_{\text{ТС.ВН}} = \frac{I_{1\text{ном.ВН}}}{I_{2\text{н}}} = \frac{2000}{1} = 2000$$

Розраховуємо вторинний струм ТС при максимальному струмі КЗ

$$I_{\text{КЗ1.max}} = I_{\text{КЗ(3).max}};$$

$$I_{\text{КЗ2.max.ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ1.max.ВН}}}{K_{\text{ТС.ВН}}} = \frac{9590}{2000} = 4,8 \text{ А};$$

та порівнюємо його зі струмом 1 с стійкості МПП:

$$4,8 < 100;$$

За даними $I_{КЗ1.max}$ розраховуємо струми 1с термічної та динамічної стійкості трансформатора струму:

$$I_{дин.ВН} > (I_{КЗ1.max.ВН} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{уд};$$

$$I_{дин.ВН} > (9590 \cdot \sqrt{2}) \cdot 1,8 = 24,412 \text{ кА};$$

$$I_{терм(1с).ВН} > I_{КЗ.max.ВН} \cdot \left(\frac{\sqrt{t_p}}{\sqrt{1}}\right);$$

t_p – приведений час КЗ (сума часу витримки захисту та часу відключення вимикача).

$$I_{терм(1с).ВН} > 9,59 \cdot \left(\frac{\sqrt{0,1}}{1}\right) = 3,03 \text{ кА};$$

Згідно ДСТУ 7746-2001 п.6.7.2 між $I_{дин}$ та $I_{терм}$ повинна бути дотримана умова

$$I_{дин.ВН} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{терм(1с)ВН};$$

$$24,412 \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,03 = 7,7 \text{ кА, умова виконується.}$$

Розраховуємо вторинне навантаження ТС – $Z_{ЗН}$

$$Z_{ЗН} = Z_{каб} + Z_{МПП} + Z_{пер};$$

де $Z_{каб}$ – опір кабелю від ТТ до МПП;

$Z_{МПП}$ – опір МПП ($Z_{МПП} = 0,1 \text{ Ом}$);

$Z_{пер}$ – перехідний опір контактів ($Z_{пер} \approx 0,05 \text{ Ом}$);

Згідно з ПУЕ мінімальний перетин кабелів для струмових ланцюгів повинен бути – $2,5 \text{ мм}^2$

Струмові кола комірки вводу 35 кВ та СВ 35 кВ підключаються до пристрою

захисту вводу (СВ) 35 кВ, які розташовані в окремих шафах, встановлених в приміщенні релейного щита в будівлі загальностанційного пункту керування.

$$Z_{\text{каб}} = \frac{L_{\text{каб}}}{q_{\text{каб}} \cdot \gamma} = \frac{120}{2,5 \cdot 57} = 0,8 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{зн}} = 0,8 + 0,1 + 0,05 = 0,95 \text{ Ом};$$

Визначаємо номінальну граничну кратність (K_{10}) та номінальне вторинне навантаження ($Z_{\text{ном}}$) трансформатора струму з умов:

$$K_{10} > \frac{I_{\text{кз.max.ВН}}}{I_{2\text{н}}} = \frac{9,59}{1} = 9,59;$$

приймаємо стандартне значення граничної кратності $K_{10} = 15$

$$Z_{\text{ном}} > Z_{\text{зн}};$$

$$Z_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{2\text{н}}^2};$$

$$S_{\text{ном}} > Z_{\text{зн}} \cdot I_{2\text{н}}^2 = 0,95 \cdot 1 = 0,95 \text{ ВА};$$

приймаємо стандартне значення номінальної потужності вторинних обмоток ТС $S_{\text{ном}} = 5 \text{ ВА};$

До установки приймаємо трансформатори струму з наступними технічними даними:

$$- K_{\text{ТС.ВН}} = \frac{2000}{1};$$

$$- K_{10} = 15;$$

$$- S_{\text{ном}} = 5 \text{ ВА};$$

- перетин жил кабелів струмових ланцюгів приймаємо $2,5 \text{ мм}^2$

7. Трансформатори струму повинні відповідати умові $U_{\text{м}} > U_{\text{р.max.}}$

Визначаємо напругу максимальної робочої точки:

$$U_{p.max} = 0,9 \cdot I_{K32.max.BH} \cdot (R_2 + Z_{3H});$$

де – опір вторинної обмотки постійному струму, $R_2 \approx 0,342$ Ом;

$$U_{p.max} = 0,9 \cdot 4,2 \cdot (0,342 + 0,95) = 4,9 \text{ В};$$

Визначаємо напругу насичення трансформатора струму:

$$U_M = 0,9 \cdot K_{10} \cdot I_{2H} \cdot (R_2 + Z_{ном});$$

$$U_M = 0,9 \cdot 15 \cdot 1 \cdot (0,342 + 5) = 72,12 \text{ В};$$

$$72,12 > 4,9, \text{ умова виконується}$$

2.9 Розрахунок кабелів кіл напруги для ТН 150 кВ

Розрахунок перетину кабелю в колах вимірювання та захисту Сумарне вторинне навантаження по колам РЗА $S_{нРЗА} = 0,3$ ВА.

Споживаюча потужність вимірювальним приладом $S_{нприл} = 0,04$ ВА.

Сумарне максимальне вторинне навантаження по колам РЗА та вимірювання $S_{maxРЗА} = 0,68$ ВА.

Номінальна лінійна напруга $U_H = 100$ В.

Номінальна фазна напруга $U_\phi = 57,74$ В.

Довжина кабелю від трансформатора напруги (ТН) до шафи зажимів (ШЗН) $l_1 = 7$ м.)

Довжина кабелю від шафи зажимів до шафи організації кіл напруги на РЩ $l_2 = 188$ м.

Довжина кабелю від шафи організації ланцюгів напруги до шафи РЗА $l_3 = 25$ м.

Провідність мідного провідника

$$\gamma = 57 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$$

Вибір перетину жил кабелю для вторинних ланцюгів виконується з

урахуванням того, що втрата напруги в проводах від трансформатора напруги до щитових приладів не повинна перевищувати 1,5%, до терміналів захисту – 3%.

При сумісному живленні по спільним жилам вище перелічених приладів перетин жил кабелю обирається за мінімальною з допустимих норм втрат напруги.

Для забезпечення роботи ТН 150 кВ в своєму класі згідно ДСТУ ГОСТ 1983-2003 «Трансформатори напруги. Загальні технічні умови (ГОСТ 1983-2001. IDT)» мінімальне необхідне завантаження повинно становити не менше 25%. Максимальне навантаження по колам РЗА трансформатора напруги становить 2,51 ВА, тому номінальне навантаження вторинної обмотки ТН обираємо 50 ВА.

Номінальне навантаження ТН 150 кВ $S_{ТН} = 50$ ВА.

Оптимальне значення метрологічних характеристик трансформаторів напруги знаходяться у діапазоні від 40 % до 60 % від номінального значення потужності навантаження, виконаємо нормалізацію потужності навантаження трансформатора до рівня 40 % при нормальній фіксації приєднань.

Оптимальна потужність навантаження трансформатора напруги становить:

$$S_{н2_фази} = 0,4 \cdot S_{ТН} = 0,4 \cdot 50 = 20 \text{ ВА.}$$

Необхідне значення потужності, створюваної довантажувальними резисторами:

$$S_{дован} = S_{н2_фази} - S_{нРЗА} = 20 - 0,68 = 19,32 \text{ ВА.}$$

Для отримання потрібного значення потужності необхідне встановлення в кожен фазу по довантажувальному резистору $S_{дован} = 20$ ВА.

Визначаємо максимальний струм навантаження для вторинних кіл ТН Y:

- струм на ділянці від ТН до шафи ШЗН:

$$I_{н1} = \frac{S_{maxРЗА} + S_{дован}}{U_{\phi}} = \frac{0,68 + 20}{57,74} = 0,39 \text{ А.}$$

- струм на ділянці від шафи ШЗН до шафи організації кіл напруги:

$$I_{н2} = \frac{S_{maxP3A}}{U_{\phi}} = \frac{0,68}{57,74} = 0,011 \text{ A.}$$

- струм на ділянці від шафи організації кіл напруги до приладів:

$$I_{н3} = \frac{S_{нприл}}{U_{\phi}} = \frac{0,04}{57,74} = 0,0007 \text{ A.}$$

Допустима втрата напруги:

$$\Delta U_{доп} = 0,015 \cdot 57,74 = 0,87 \text{ В.}$$

Допустимий найбільший опір фазного проводу для вторинних кіл ТН У:

- на ділянці від ТН до шафи ШЗН:

$$R_{доп1} = \frac{\Delta U_{доп}}{I_{н1}} = \frac{0,87}{0,39} = 2,23 \text{ Ом}$$

- на ділянці від шафи ШЗН до шафи організації кіл напруги:

$$R_{доп2} = \frac{\Delta U_{доп}}{I_{н2}} = \frac{0,87}{0,011} = 79,09 \text{ Ом}$$

- на ділянці від шафи організації кіл напруги до приладів:

$$R_{доп3} = \frac{\Delta U_{доп}}{I_{н3}} = \frac{0,87}{0,0007} = 1242,9 \text{ Ом}$$

Допустимий перетин для вторинних кіл ТН:

- на ділянці від ТН до шафи ШЗН:

-

$$q_1 = \frac{l_1}{R_{\text{доп1}} \cdot \gamma} = \frac{7}{2,23 \cdot 57} = 0,05 \text{ мм}^2$$

- на ділянці від шафи ШЗН до шафи організації кіл напруги:

-

$$q_2 = \frac{l_2}{R_{\text{доп2}} \cdot \gamma} = \frac{188}{79,09 \cdot 57} = 0,04 \text{ мм}^2$$

-

- на ділянці від шафи організації кіл напруги до приладів:

$$q_3 = \frac{l_3}{R_{\text{доп3}} \cdot \gamma} = \frac{25}{1242,9 \cdot 57} = 0,0004 \text{ мм}^2$$

Приймаємо до прокладки для вторинних кіл ТН:

- кабель на ділянці від ТН до шафи ШЗН перетином 16 мм²;
- кабель на ділянці від шафи ШЗН до шафи організації кіл напруги перетином 16 мм²;
- кабель на ділянці від шафи організації кіл напруги до приладів перетином 2,5 мм². При таких перетинах кабелів падіння напруги вторинних кіл ТН буде дорівнювати:
- на ділянці від ТН до шафи ШЗН:

$$\Delta U_1 = I_{\text{н1}} \cdot R_1 = I_{\text{н1}} \cdot \frac{l_1}{q_{\text{к1}} \cdot \gamma} = 0,39 \cdot \frac{7}{16 \cdot 57} = 0,003 \text{ В}$$

- на ділянці від шафи ШЗН до шафи організації кіл напруги:

$$\Delta U_2 = I_{н2} \cdot R_2 = I_{н2} \cdot \frac{l_2}{q_{к2} \cdot \gamma} = 0,011 \cdot \frac{188}{16 \cdot 57} = 0,002 \text{ В}$$

- на ділянці від шафи організації кіл напруги до приладів:

$$\Delta U_3 = I_{н3} \cdot R_3 = I_{н3} \cdot \frac{l_3}{q_{к3} \cdot \gamma} = 0,0007 \cdot \frac{25}{2,5 \cdot 57} = 0,0001 \text{ В}$$

Сумарне падіння напруги до споживачів на РЩ:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 = 0,003 + 0,002 + 0,0001 = 0,0051 \text{ В}$$

Тоді падіння напруги у відносних одиницях:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\phi}} = \frac{0,0051}{57,74} \cdot 100 = 0,009\% < 1,5 \%$$

Прийняті перетини кабелів вдовольняють вимогам.

2.10 Перевірка завантаження трансформаторів струму за первинним струмом приєднання

Вибір коефіцієнта трансформації трансформатора струму (ТС) виконуємо, виходячи із значення струму навантаження в точці обліку у нормальному режимі з урахуванням роботи в аварійному режимі:

$$I_{1ном} \geq I_{нав.мах.}$$

Прийнятий коефіцієнт трансформації перевіряється на відповідність

вимогам п. 1.5.17 ПУЕ, згідно з яким:

$$\frac{I_{1\text{макс}}}{k_{\text{ТС}}} \geq 20\% I_{2\text{ном}}$$

$$\frac{I_{1\text{мін}}}{k_{\text{ТС}}} \geq 1\% I_{2\text{ном}}$$

де $I_{1\text{макс}}$ – первинний максимальний розрахунковий струм, А;

$I_{1\text{мін}}$ – первинний мінімальний розрахунковий струм приєднання, А;

$k_{\text{ТС}}$ – коефіцієнт трансформації ТС;

$I_{2\text{ном}}$ – вторинний номінальний струм ТС.

Перевірку проведено для трансформаторів струму приєднань розрахункового обліку.

Найбільша величина струму, що у неаварійному режимі протікає по приєднанню **повітряної лінії 150 кВ** Л-82А складає 812,82 А, а по приєднанню Л-82 – 552,99 А. Тому лічильники приєднуються на відпайку 1000/1А.

У номінальному режимі величина потужності, що передається, складає 52,5 МВт.

Відповідно,

$$I_{\text{нав.ном}} = \frac{P}{\sqrt{3} * U_{1\text{ном}}} = \frac{52500}{\sqrt{3} * 150} = 202,3 \text{ А}$$

$$1000 \text{ А} > 202,3 \text{ А}$$

Номінал трансформатора струму завищений, тому відповідно п. 1.5.17 ПУЕ, виконуємо перевірку:

$$\frac{202,3}{1000/1} = 0,2023\text{А},$$

$0,2023\text{А} > 0,2\text{А}$, умова виконується.

Мінімальна величина струму приєднання ПЛ 150 кВ складає 57,49 А.

$$\frac{57,49}{1000/1} = 0,05749\text{А} > 0,01\text{А}, \text{ умова виконується.}$$

Приєднання **вводу 150 кВ силового трансформатора** у максимальному режимі генерації може передавати:

$$P_{\text{макс}} = P_{\text{ном}} * k,$$

де $P_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора;

k – коефіцієнт перевантаження.

Тому

$$I_{\text{нав.макс}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} * U_{1\text{ном}}} = \frac{80000 * 1,44}{\sqrt{3} * 150} = 443,93 \text{ А}$$

Для цього режиму лічильники, що враховують віддачу електроенергії, приєднуються на відпайку 500/1А.

У номінальному режимі величина потужності, що передається, складає 52,5 МВт.

Відповідно,

$$I_{\text{нав.ном}} = \frac{P}{\sqrt{3} * U_{1\text{ном}}} = \frac{52500}{\sqrt{3} * 150} = 202,3 \text{ А}$$

$$500 \text{ А} > 202,3 \text{ А}$$

Номінал трансформатора струму завищений, тому відповідно п. 1.5.17 ПУЕ, виконуємо перевірку:

$$\frac{202,3}{500/1} = 0,4046\text{А}$$

$0,4046A > 0,2A$, умова виконується.

У мінімальному режимі величина генерованої потужності складає 3,15 МВт:

$$I_{\text{наб.мін}} = \frac{P_{\text{мін}}}{\sqrt{3} * U_{1\text{НОМ}}} = \frac{3150/2}{\sqrt{3} * 150} = 6,07 \text{ А}$$

$$\frac{6,07}{500/1} = 0,01214A > 0,01A, \text{ умова виконується.}$$

Лічильники, передбачені для обліку електричної енергії, яка приймається з мережі, підключено до трансформаторів струму, що на вторинних обмотках мають відпайки 50/1 А.

Мінімальна величина потужності, що споживається обладнанням електростанції, складає 352,62 кВт. Відповідно,

$$I_{\text{наб.мін}} = \frac{P}{\sqrt{3} * U_{1\text{НОМ}}} = \frac{352,62}{\sqrt{3} * 150} = 1,359 \text{ А}$$

Виконуємо перевірку:

$$\frac{1,359}{50/1} = 0,02718A > 0,01A,$$

для мінімального режиму умова виконується.

Максимальна потужність груп інверторів (кільце з шести інверторних підстанцій), які приєднано до *комірки КЛ-35 кВ*, складає 15 МВт.

Тому

$$I_{\text{наб.мах}} = \frac{P_{\text{мах}}}{\sqrt{3} * U_{1\text{НОМ}}} = \frac{15000}{\sqrt{3} * 35} = 247,73 \text{ А}$$

Для цього режиму лічильники приєднуються на відпайку 400/1А.

У номінальному режимі кільце з шести інверторних підстанцій розділене надвоє. Тому величина потужності, яка видається по приєднанню однієї КЛ-35 кВ, складає 7,5 МВт. Відповідно,

$$I_{\text{нає.ном}} = \frac{P}{\sqrt{3} * U_{1\text{ном}}} = \frac{7500}{\sqrt{3} * 35} = 123,86 \text{ А}$$
$$400 \text{ А} \gg 123,86 \text{ А}$$

Номінал трансформатора струму завищений, тому відповідно п. 1.5.17 ПУЕ, проводимо перевірку:

$$I_{\text{нає.мін}} = \frac{P_{\text{мін}}}{\sqrt{3} * U_{1\text{ном}}} = \frac{2,5}{\sqrt{3} * 35} = 0,04 \text{ А}$$
$$0,04 \text{ А} > 0,01 \text{ А},$$

для мінімального режиму умова виконується.

2.11 Розрахунок навантаження вторинних ланцюгів трансформаторів струму 150 кВ

Вихідні дані

- потужність, споживана струмовими ланцюгами лічильника – $S_{лч} = 0,005 \text{ ВА}$;
- номінальний вторинний струм – $I_{2н} = 1 \text{ А}$;
- довжина кабелю від розподільчої коробки ТС до шафи затискачів вимикача (ВРУ-150 кВ) – $\ell_1 = 5 \text{ м}$;
- довжина кабелю від шафи затискачів вимикача до шафи обліку 150 кВ в РЩ $\ell_2 = 195 \text{ м}$;

Визначаємо вторинне навантаження трансформатора струму Z_{zn} :

$$Z_{zn} = Z_{\text{каб}} + R_{лч} + Z_{\text{пер}}.$$

Визначаємо опір струмових ланцюгів лічильника:

$$R_{лч} = \frac{S_{лч}}{I_{2н}^2} = \frac{0,005}{1^2} = 0,005 \text{ Ом.}$$

Перехідний опір контактів – $Z_{пер} = 0,05 \text{ Ом.}$

Згідно вимог ПУЕ (п.3.4.4), мінімальний переріз жил мідних кабелів для струмових ланцюгів повинен бути $2,5 \text{ мм}^2$.

$$Z_{каб} = \frac{\ell_1 + \ell_2}{q \cdot \gamma} = \frac{5 + 195}{2,5 \cdot 57} = 0,877 \text{ Ом,}$$

де γ – питома провідність, для міді $\gamma = 57 \text{ м/(Ом}\cdot\text{мм}^2\text{)}$.

$$Z_{зн} = Z_{каб} + R_{лч} + Z_{пер} = 1,403 + 0,005 + 0,05 = 1,4585 \text{ Ом.}$$

Для забезпечення роботи ТС у даному класі точності повинна виконуватись умова:

$$Z_{ном} > Z_{зн},$$

$$Z_{ном} = S_{ном}/I_{2н}^2 - \text{номінальне вторинне навантаження.}$$

Таблиця 2.9 – Розрахунок навантаження вторинної обмотки

$q, \text{ мм}^2$	$Z_{каб}, \text{ Ом}$	$R_{лч}, \text{ Ом}$	$Z_{пер}, \text{ Ом}$	$Z_{зн}, \text{ Ом}$	$S_{зн}, \text{ ВА}$	$Z_{ном}, \text{ Ом}$	$S_{ном}, \text{ ВА}$
2,5	1,403	0,005	0,05	1,4585	1,4585	5	5
4	0,877	0,005	0,05	0,932	0,932	5	5
6	0,643	0,005	0,05	0,698	0,698	5	5

Приймаємо до установки ТС з вторинним навантаженням 5 ВА для обмотки класом точності $0,2S$. При цьому вимірювальні ланцюги виконуються мідним кабелем з перерізом жили $2,5 \text{ мм}^2$.

Згідно ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 «Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму (ІЕС 60044-1:2003, ІДТ)», вторинне навантаження ТС класу точності $0,2S$ повинно бути в межах від 25% до 100% значення номінального навантаження:

$$0,25 \cdot S_{ном} < S_{зн} < S_{ном},$$

$$1,25 \text{ ВА} < 1,4585 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА}, \text{ умова виконується.}$$

2.12 Вибір параметрів системи власних потреб змінного струму

Основні споживачі власних потреб змінного струму $\sim 380/220$ В ПС 150/35 кВ збору потужності це:

- електродвигуни приводів вимикачів та роз'єднувачів ВРУ-150 кВ;
- антиконденсаційний обігрів приводів обладнання ВРУ-150 кВ;
- зарядно-підзарядні пристрої щита постійного струму;
- електродвигуни систем охолодження силових трансформаторів 150/35 кВ;
- електродвигуни пристроїв РПН силових трансформаторів 150/35 кВ;
- зовнішнє та внутрішнє освітлення ПС;
- пристрої АСК ТП та засобів зв'язку;
- прилади опалення, вентиляції та кондиціонування відповідних будівель ПС;
- електродвигуни приводів вимикачів КРУЕ-35 кВ;
- ланцюги живлення вимірювальних пристроїв, обігрів та освітлення КРУЕ-35 кВ.

Для розподілу навантажень власних потреб змінного струму встановлюється двосекційний щит власних потреб (ЩВП) напругою $\sim 380/220$ В з АВР на секційних вимикачах.

Схема щита власних потреб $\sim 380/220$ В наведена на рисунку 2.18.

Таблиця 2.10 - Розрахунок навантажень власних потреб станції та ПС

N п/п	Найменування електроприймача	Кільк., шт.	P _н один., кВт	ΣP _н , кВт	cos(φ)/ tg(φ)	Літо				Зима			
						Кп	P _{розр.} , кВт	Q _{розр.} , квар	S _{розр.} , кВА	Кп	P _{розр.} , кВт	Q _{розр.} , квар	S _{розр.} , кВА
Секія ВВ1N													
1	ВРУ-150кВ. Живлення приводів вимикачів та роз'єднувачів 150кВ (ввід N1)	1	10,0	10,0	0,85 0,62	0,12	1,20	0,74	1,41	0,12	1,20	0,74	1,41
2	ВРУ-150кВ. Обігрів приводів вимикачів, роз'єднувачів та шаф НКУ 150кВ (ввід N1)	1	20,0	20,0	0,95 0,33	0,2	4,00	1,31	4,21	1,0	20,00	6,57	21,05
3	Трансформатор Т1. Живлення охолодження Т1 (робочий ввід)	1	10,0	10,0	0,85 0,62	1,0	10,00	6,20	11,76	0,7	7,00	4,34	8,24
4	Трансформатор Т2. Живлення охолодження Т2 (резервний ввід)	1	10,0	10,0	0,85 0,62	1,0	10,00	6,20	11,76	0,7	7,00	4,34	8,24
5	Трансформатор Т1. Живлення приводу РПН	1	2,5	2,5	0,85 0,62	0,4	1,00	0,62	1,18	0,4	1,00	0,62	1,18
6	ВРУ-150кВ. Зварювальний пост	1	15,0	15,0	0,30 3,18	0,12	1,80	5,72	6,00	0,12	1,80	5,72	6,00
7	ЩПС. Пристрій зарядно-підзарядний 1.1	1	20,0	20,0	0,80 0,75	0,5	10,0	7,50	12,50	0,5	10,0	7,50	12,50
8	ЩПС. Пристрій зарядно-підзарядний 2.1	1	20,0	20,0	0,80 0,75	0,5	10,0	7,50	12,50	0,5	10,0	7,50	12,50
9	ЗПК. Ящик розподільний DQ1. Опалення, вентиляція, кондиціонування приміщень (робочий ввід)	1	120,0	120,0	0,90 0,48	0,4	48,0	23,25	53,33	0,9	108,0	52,31	120,0
	ЗРУ-35кВ. Ящик розподільний DQ2.				0,90								

10	Опалення, вентиляція приміщень (резервний ввід)	1	90,0	90,0	0,48	0,2	18,00	8,72	20,00	0,9	81,00	39,23	90,00
11	Насосна станція пожежогасіння. Ящик розподільний DQ3. Опалення, вентиляція приміщення (резервний ввід)	1	7,0	7,0	0,90	0,2	1,40	0,68	1,56	0,9	6,30	3,05	7,00
					0,48								
12	Насосна станція пожежогасіння. Щит управління насосами пожежогасіння (ввід 1)	1	15,0	15,0	0,80	0,1	1,50	1,13	1,88	0,1	1,50	1,13	1,88
					0,75								
13	Живлення електрообігріву резервуарів протипожежного запасу води (резервний ввід)	1	15,0	15,0	0,95	0,2	3,00	0,99	3,16	1,0	15,00	4,93	15,79
					0,33								
14	ЗПК. Щиток робочого освітлення Р-ЩО	1	13,3	13,3	0,95	0,7	9,31	3,06	9,80	0,8	10,64	3,50	11,20
					0,33								
15	Живлення обладнання ФКП (ввід 1)	1	6,0	6,0	0,85	0,2	1,20	0,74	1,41	0,5	3,00	1,86	3,53
					0,62								
16	Будівля ФКП-1. Електрощиток для живлення систем кондиціонування	1	33,3	33,3	0,95	0,9	29,97	9,85	31,55	0,5	16,65	5,47	17,53
					0,33								
17	Живлення шафи управління ФКП-1	1	30,0	30,0	0,90	0,9	27,00	13,08	30,00	0,9	27,00	13,08	30,00
					0,48								
18	Пост охорони №1. Електрощиток (обігрів, освітлення)	1	5,0	5,0	0,95	0,7	3,50	1,15	3,68	0,9	4,50	1,48	4,74
					0,33								
19	Однофазні навантаження в/п ~220 В (шафа гарантованого живлення та ін.)	1	33,6	33,6	0,90	0,9	30,24	14,65	33,60	0,9	30,24	14,65	33,60
					0,48								
Разом по секції ВВ1N:				475,70			221,12	113,08	251,29		361,83	178,01	406,37
Разом по секції ВВ2N:				475,70			221,12	113,08	251,29		361,83	178,01	406,37
Разом (з урахуванням навантажень, що взаємно резервуються):							342,85	171,82	387,28	473,04	233,82	531,51	342,85

Трансформатор власних потреб ТВП-1 через вимикач підключений до секції 1 С 35 кВ ЗРУ-35 кВ, трансформатор власних потреб ТВП-2 через вимикач підключений до секції 2 С 35 кВ ЗРУ-35 кВ.

Щит власних потреб змінного струму встановлюється в будівлі ЗПК. Трансформатори власних потреб ТВП-1 та ТВП-2 встановлюються на відкритій площадці.

Для аварійного живлення особливо важливих споживачів системи власних потреб змінного струму ПС 150/35 кВ збору потужності встановлюється дизель-генератор 200 кВт, 0,4 кВ.

Система заземлення мережі власних потреб TN-C-S згідно ПУЕ.

2.12.1 Вибір автоматичних вимикачів ЩВП

По номінальній напрузі

Номінальна напруга автоматичних вимикачів (АВ) U_H повинна відповідати напрузі мережі U_M :

$$U_H \geq U_M$$

По номінальному струму

Номінальний струм розчіплювача АВ I_{HP} повинен бути більше розрахункового струму лінії, яку він захищає I_{PL} :

$$I_{HP} \geq I_{PL}$$

По вимикаючій здатності

При виборі АВ враховується максимальне значення струму короткого замикання (КЗ), яке здатен відімкнути АВ

Селективні АВ перевіряються за умовою:

$$I_{CI} \geq I_{K3ПМАХ}$$

$I_{K3ПМАХ}$ – діюче значення періодичної складової струму КЗ.

Для захисту споживачів в ЩВП-0,4 кВ застосовуються автоматичні вимикачі виробництва Schneider Electric:

1) для захисту однофазних споживачів застосовуються АВ типу Acti 9 іС60L з характеристикою С;

2) для захисту груп трифазних та однофазних споживачів та деяких трифазних споживачів – АВ типу Compact NSX250F (Compact NSX160F) з електронними розчіплювачами Micrologic 2.2;

3) для захисту трифазних споживачів:

- АВ типу Acti 9 С120Н з характеристикою С;

- АВ типу Acti 9 іС60L з характеристикою С;

3) для захисту вводів – АВ типу Masterpact NT10Н1 з електронними розчіплювачами Micrologic 5.0А;

4) секційні вимикачі типу Masterpact NT10Н1 з електронними розчіплювачами Micrologic 5.0А;

5) для захисту вводу дизель-генераторної установки застосовуються АВ типу Masterpact NT06Н1 з електронним розчіплювачем Micrologic 5.0А.

Карти селективності АВ ЩВП-0,4 кВ наведено на рисунках 2.14-2.16

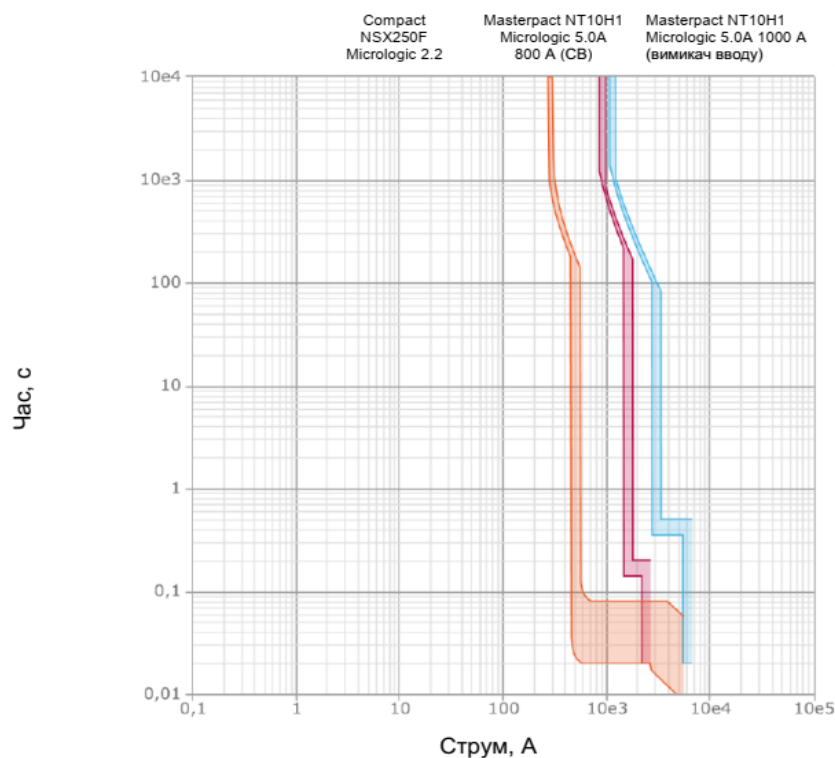


Рисунок 2.19 – Карта селективності трифазного АВ Compact NSX250F (шафа 1(8), Q1)

Таблиця 2.11 – Налаштування АВ для селективної роботи

Найменування	Masterpact NT10H1 Micrologic 5.0A, 1000 A	Masterpact NT10H1 Micrologic 5.0A, 1000 A	Compact NSX250F Micrologic 2.2, 250 A
Тип АВ	Masterpact NT	Masterpact NT	Compact NSX
Модифікація	NT10H1	NT10H1	NSX250F
Номинальний струм АВ	1000 A	1000 A	250 A
Розчіплювач	Micrologic 5.0A	Micrologic 5.0A	Micrologic 2.2
Номинальний струм розчіплювача	1000 A	800 A	250 A
Захист від перевантаження			
I_r	1000 A	800 A	250 A
T_r	24 s	20 s	16 s
Селективне струмове відсічення з постійною уставкою часу спрацьовування			
I_{sd}	3000 A	1600 A	500 A
T_{sd}	0.5 s	0.2 s	0.02 s
Миттєве відсічення			
I_i	6000 A	4800 A	3000 A
Селективність	вищестоящий	повна селективність	повна селективність

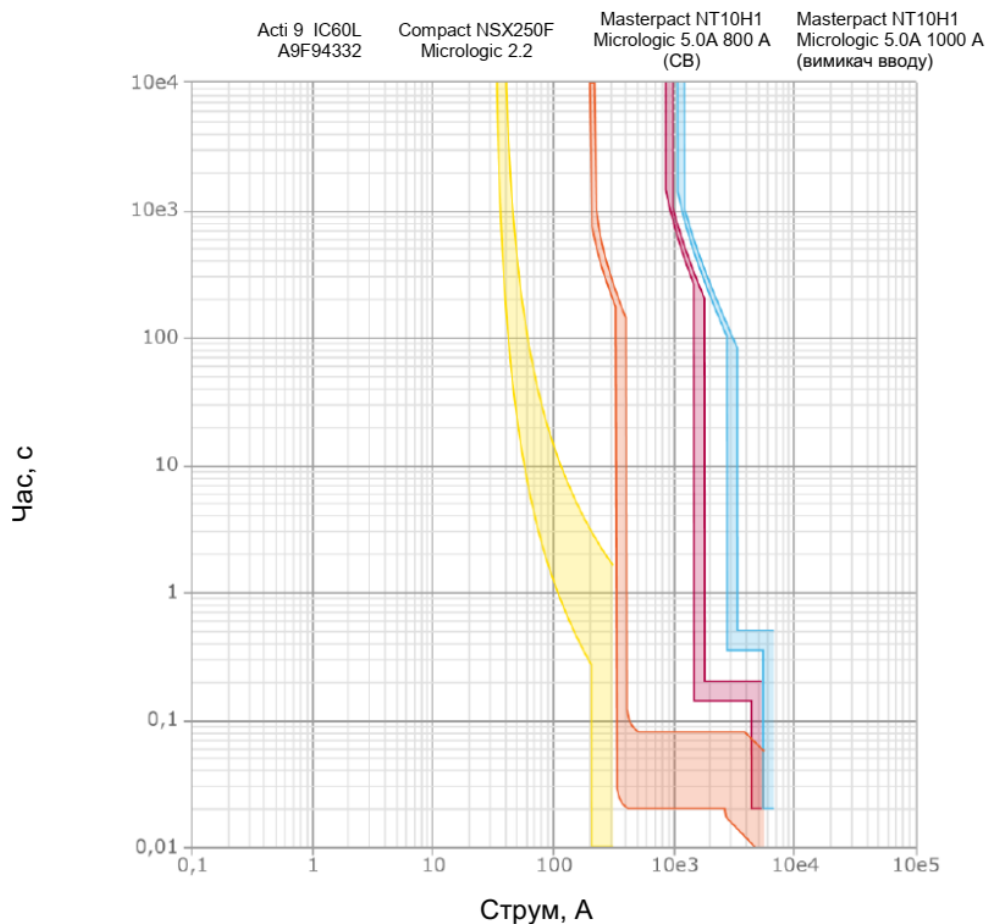


Рисунок 2.20 – Карта селективності трифазного АВ Acti 9 іС60L (шафа 1(8), Q7)

Таблиця 2.12 – Налаштування АВ для селективної роботи

Найменування	Masterpact NT10H1 Micrologic 5.0A, 1000 A	Masterpact NT10H1 Micrologic 5.0A, 1000 A	Compact NSX250F Micrologic 2.2, 250 A	iC60L C - 32 A
Тип АВ	Masterpact NT	Masterpact NT	Compact NSX	Acti9 iC60
Модифікація	NT10H1	NT10H1	NSX250F	iC60L
Номінальний струм АВ	1000 A	1000 A	250 A	32 A
Розчіплювач	Micrologic 5.0A	Micrologic 5.0A	Micrologic 2.2	C
Номінальний струм розчіплювача	1000 A	800 A	250 A	32 A
Захисту від перевантаження				
I_r	1000 A	800 A	180 A	32 A
T_r	24 s	20 s	16 s	-
Селективне струмове відсічення з постійною уставкою часу спрацьовування				
I_{sd}	3000 A	1600 A	360 A	256 A
T_{sd}	0.5 s	0.2 s	0.02 s	-
Миттєве відсічення				
I_i	6000 A	4800 A	3000 A	-
Селективність	вищестоящий	повна селективність	повна селективність	повна селективність

2.13 Визначення прогнозованих показників роботи ФЕС

Для оцінки запропонованих рішень виконаємо моделювання режимів роботи та прогнозованих показників генерації електричної енергії засобами програмного забезпечення PVSystem.





Рисунок 2.21 – Симуляція роботи ФЕС «Павлоградська» із визначеними показниками

Павлоградська СЕС

Monthly Hourly sums for E_Grid [MWh]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
January	0	0	0	0	0	0	0	0	511	879	1121	1274	1218	1121	748	190	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	220	809	1311	1564	1460	1383	1270	899	470	65	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	95	575	1040	1462	1893	2046	2103	1875	1407	863	384	7	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	65	425	946	1439	1712	1989	2091	2063	1922	1622	1163	594	127	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	25	173	673	1287	1811	2228	2434	2276	2193	1996	1710	1237	680	195	37	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	76	205	656	1220	1714	2051	2331	2320	2226	2101	1763	1303	761	290	106	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	38	186	676	1258	1755	2086	2306	2403	2256	1985	1811	1270	772	262	94	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	108	522	1142	1688	2095	2346	2311	2287	2089	1718	1249	684	196	16	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	4	401	967	1399	1741	2017	2045	1939	1810	1511	1036	433	25	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	150	657	1081	1409	1807	1868	1733	1549	1177	642	50	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	171	551	955	1070	1011	956	973	599	84	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	387	698	888	938	831	1008	591	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Year	0	0	0	0	139	741	3598	8442	14186	18626	21768	22044	21188	19700	15555	9507	4423	1101	253	0	0	0	0	0

Рисунок 2.22 – Прогнозування сумарної погодинної місячної генерації ФЕС «Павлоградська»

Павлоградська СЕС

Monthly Hourly averages for E_Grid [MW]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
January	0	0	0	0	0	0	0	0	16	28	36	41	39	36	24	6	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	8	29	47	56	52	49	45	32	17	2	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	3	19	34	47	61	66	68	60	45	28	12	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	2	14	32	48	57	66	70	69	64	54	39	20	4	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	1	6	22	42	58	72	79	73	71	64	55	40	22	6	1	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	3	7	22	41	57	68	78	77	74	70	59	43	25	10	4	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	1	6	22	41	57	67	74	78	73	64	58	41	25	8	3	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	3	17	37	54	68	76	75	74	67	55	40	22	6	1	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	13	32	47	58	67	68	65	60	50	35	14	1	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	5	21	35	45	58	60	56	50	38	21	2	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	6	18	32	36	34	32	32	20	3	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	12	23	29	30	27	33	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Year	0	0	0	0	0	2	10	23	39	51	60	60	58	54	43	26	12	3	1	0	0	0	0	0

Рисунок 2.23 – Прогнозування погодинної генерації ФЕС «Павлоградська» протягом місяця

Loss diagram for "Павлоградська СЕС" - year

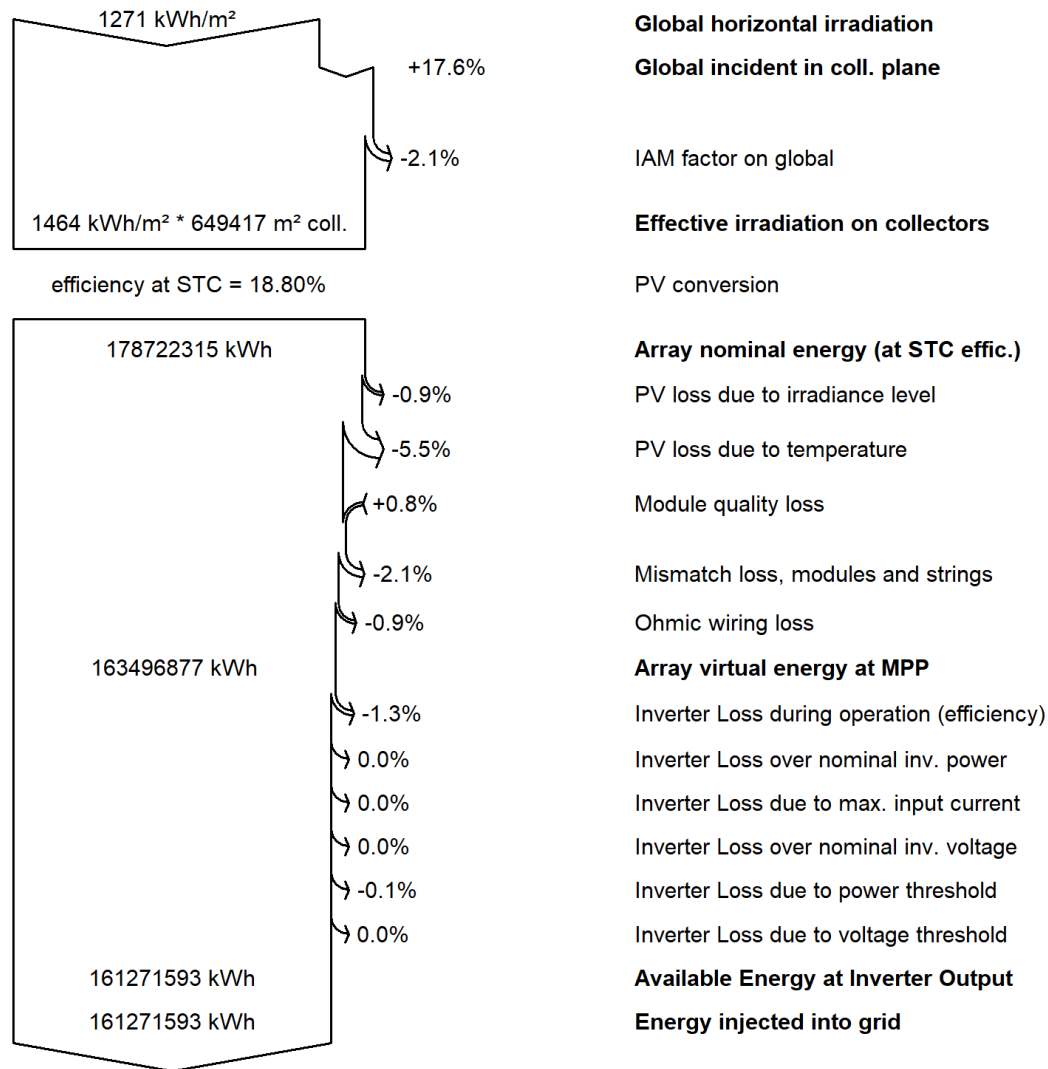


Рисунок 2.24 – Складові втрат електричної енергії на ФЕС «Павлоградська»

Daily System Output Energy

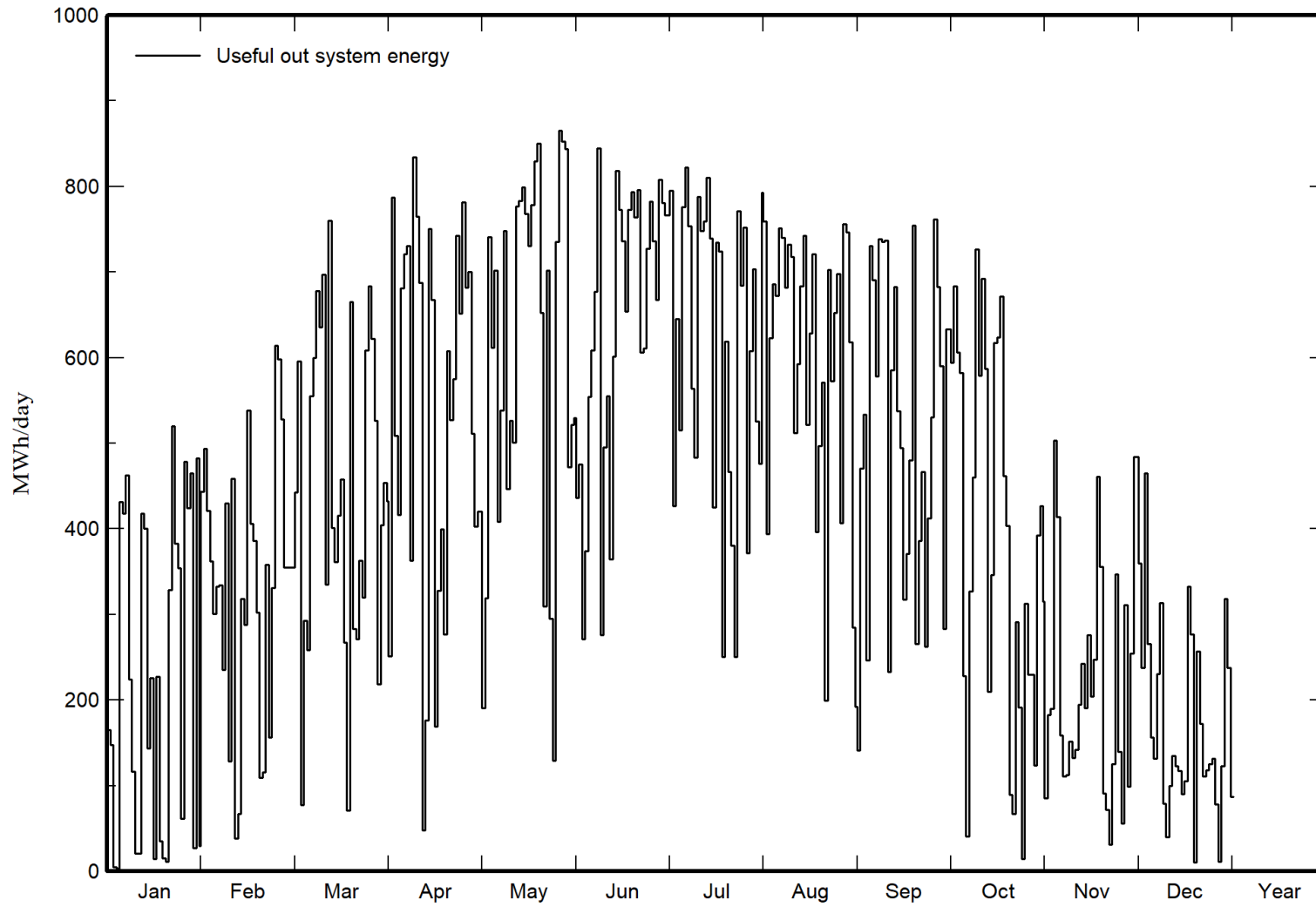


Рисунок 2.25 – Прогнозована щоденна генерація ФЕС «Павлоградська» протягом року

Simul. variant: Павлоградська СЕС

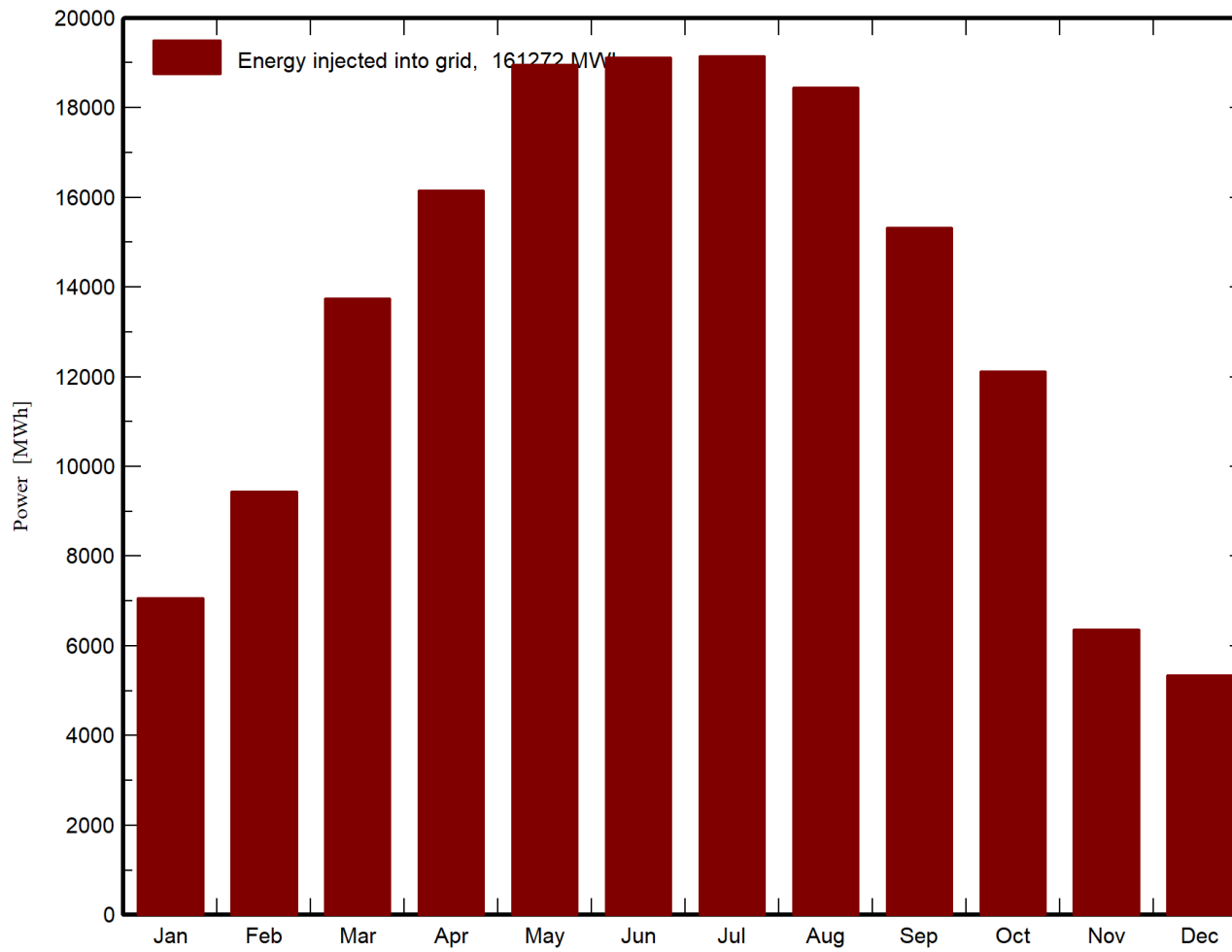


Рисунок 2.26 – Помісячна генерація електричної енергії ФЕС «Павлоградська»

ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

У кваліфікаційній роботі виконано розробку системи електропостачання сонячної станції «Павлоградська» потужністю 105 МВт.

Застосовано наступний перелік обладнання:

- фотоелектричні модулі RSM-370 – 329472 од;
- шафа збору потужності постійного струму (ШЗП) – 853 од;
- інверторна підстанція (ІПС) – 42 шт;
- комплект металоконструкцій для 52 панелей – 6350 од;
- підстанція збору потужності 35/150 кВ.

Визначимо основні економічні показники проєкту.

3.1 Розрахунок капітальних витрат

Витрати на придбання технічного обладнання/ комплектуючих виробів та транспортних витрат зведені до табл. 3.1.

Приймаємо:

- вартість монтажних-налагоджувальних робіт становить 15% від вартості електрообладнання;
- транспортно-заготівельні та складські витрати приймаються у відсотках від вартості обладнання, конструкцій і становлять 7%;

Визначення проектних капіталовкладень:

$$K_{пр} = K_{об.і} \left(\sum_{i=1}^K C_i \right) + Z_{м+н} + Z_{тзс} =$$
$$= 1947770 + 292165,5 + 136343,9 = 2376279,7 \text{ тис. грн,}$$

де $K_{об.і} (\sum_{i=1}^K C_i)$ — вартість придбання електрообладнання за проєктом

$Z_{\text{тзс}}$ — транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_{\text{м+н}}$ — витрати на монтажні та налагоджувальні роботи.

Таблиця 3.1- Розрахунок капітальних витрат.

№ п/п	Найменування обладнання	Тип	Ціна за одиницю, тис. грн	Кількість: шт, м	Коб, тис. грн
1	Фотоелектричний модуль потужністю 370 Вт	RSM72-370	4,107	329 472	1353142
2	Інверторна станція потужністю 2x1250 кВт	EP-2x2500	5000	42	210000
3	Шафи збору потужності	ШЗП	40	947	37880
4	Кабель постійного струму з мідними жилами перерізом 1x4 мм ²	PV 1x4	0,05	695000	34750
5	Кабель силовий броньований з алюмінієвими жилами перерізом 2x120 мм ²	АПвБШв	0,92	189000	173880
6	Системи кріплення панелей		40	6350	254000
7	Підстанція збору потужності 35/150		320000	1	320000
					2383652
Монтажно-налагоджувальні роботи, 0,15 Коб =					357547,7
Траспортно-заготівельні витрати, 0,07 Коб =					166855,6
Разом, капітальні витрати Кпр =					2908054,8

3.2 Розрахунок експлуатаційних затрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію і обслуговування об'єкту проектування за певний період (наприклад, рік), виражені в грошовій формі.

До основних експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню і енергомережі відносяться:

1. Амортизаційні відрахування (АО).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_3).
3. Відрахування на соціальні заходи від заробітної плати (C_c).
4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт устаткування (C_T).
5. Інші витрати ($C_{ін}$).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C = AB + C_3 + C_c + C_T + C_{ін}$$

3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання.

Обладнання в нашому проекті відноситься до 9-ї групи основних фондів «Інші основні засоби» мінімальний термін служби обладнання становить 12 років.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_{п} - Л,$$

де $\Phi_{п}$ - повна вартість об'єкта основних засобів; $Л$ - розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів (приймаємо на рівні 10% від капіталовкладень).

Амортизаційні відрахування знаходяться за прямолінійним методом за наступною формулою:

$$AB = \Phi_{\Pi} \cdot H_a,$$

де H_a - норма амортизації.

Норма амортизації визначається за формулою:

$$H_a = (\Phi_{\Pi} - Л) / (\Phi_{\Pi} \cdot T_{\text{мін}}),$$

де $T_{\text{мін}}$ - термін корисного використання (амортизаційний період); Φ_{Π} - повна вартість об'єкта основних засобів.

Обсяг ліквідаційної вартості прийmemo як 10% від початкової вартості обладнання.

$$Л = K_{\text{пр}} \cdot 0,1 = 2908054,8 \cdot 0,1 = 290805,5 \text{ тис. грн.}$$

Норма амортизації:

$$H_a = \frac{K_{\text{пр}} - Л}{K_{\text{пр}} \cdot T_{\text{мін}}} \cdot 100 \%,$$

$$H_a = \frac{2908054,8 - 290805,5}{2908054,8 \cdot 12} \cdot 100 \% = 7,5 \%$$

де $T_{\text{мін}}$ – мінімальний термін корисної експлуатації, рік.

Амортизаційні відрахування:

$$AB = \Phi_{\Pi} \cdot \frac{H_a}{100} = 2908054,8 \cdot 0,075 = 218104 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 3.2 – Амортизаційні відрахування за статтями витрат

Найменування обладнання	Повна вартість Фп, тис.грн	Ліквідаційна вартість Л, тис.грн	Амортизаційна вартість Фа, тис.грн	Мінімальний термін корисного використання Тмін, рік	Норма амортизації На, %	Амортизаційні відрахування АВ, тис.грн
Фотоелектричний модуль потужністю 370 Вт	1650833	165083	1485749	12	7,5	123812
Інверторна станція потужністю 2x1250 кВт	256200	25620	230580	12	7,5	19215
Шафи збору потужності	46214	4621	41592	12	7,5	3466
Кабель постійного струму з мідними жилами перерізом 1x4 мм ²	42395	4240	38156	12	7,5	3180
Кабель силовий броньований з алюмінієвими жилами перерізом 2x120мм ²	212134	21213	190920	12	7,5	15910
Системи кріплення панелей	309880	30988	278892	12	7,5	23241
Підстанція збору потужності 35/150	390400	39040	351360	12	7,5	29280
					АВ =	218104

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного устаткування приймаємо на рівні 0,5% від вартості обладнання:

$$C_T = 2908054,8 \cdot 0,005 = 14540,3 \text{ тис. грн.}$$

3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу, що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

На фотоелектричній станції робочий персонал складається з охорони, диспетчера, та інженерів-електриків.

Номінальний річний фонд робочого часу робітника F_H визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_H = (D_K - D_{СВ} - D_{ВИХ}) * T_{ЗМ} \text{ год}$$

де, D_K , $D_{СВ}$, $D_{ВИХ}$ – кількість календарних, святкових і вихідних днів відповідно;
 $T_{ЗМ}$ – тривалість зміни (год).

Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу представлено у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 Розрахунок річного фонду основної заробітної плати персоналу

№ п/п	Найменування професій робітників	Явочний штат у зміну, осіб.	Обліковий склад з урахуванням змінності роботи, осіб	Годинна тарифна ставка, грн.	Номінальний річний фонд робочого часу, годин	Усього основна зарплата, тис. грн.
1.	Електрик	6	12	90	2000	2160
2.	Диспетчер	2	4	120	2952	1416,96
3.	Охорона	6	12	60	4392	3162,24
УСЬГО НА РІК						6739,2

З урахуванням додаткової заробітної плати 10%, загальна величина річного фонду ЗП становить 7412,1 тис. гривень.

3.2.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

Єдиний соціальний внесок (ЄСВ) на даний момент в Україні складає 22% від ФЗП.

$$C_c = 0,22C_3 = 1630,9 \text{ тис. гривень.}$$

3.2.4 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Ці витрати визначаємо у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{\text{ін}} = 0,04C_3 = 296,5 \text{ тис. грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C_e = AB + C_T + C_3 + C_c + C_{\text{ін}} = 241985 \text{ тис. грн.}$$

3.3. Визначення економічної ефективності проєкту

Щорічний прибуток власника СЕС оцінюється очікуваним обсягом генерації електричної енергії в мережу та її продажем за «зеленим» тарифом або тарифом, закріпленим на ринку двосторонніх договорів між виробником і споживачем чи трейдером. Для даного прикладу приймаємо відпускний тариф на електроенергію ФЕС (виробник електроенергії) на рівні $T = 5,5$ грн/кВт·год.

Згідно проведених розрахунків складають $W_{\text{ел.ен}} = 161272$ МВт·год/рік

Річний прибуток від продажу електричної енергії:

$$E_p = W_{\text{ел.ен}} \cdot T = 161272 \cdot 5,5 = 886996 \text{ тис. грн.},$$

де $\Delta W_{\text{ел.ен}}$ – обсяг згенерованої електроенергії СЕС, кВт·год.; T – тариф на електроенергію, грн/кВт·год.

Річний прибуток за вирахуванням експлуатаційних витрат:

$$E_p^{\text{повн}} = E_p - C_e = 886996 - 241985 = 645011 \text{ тис. грн}$$

Визначимо термін окупності капітальних витрат T_p , за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пр}}}{E_p^{\text{повн}}} = \frac{2908054,8}{645011} = 4,5 \text{ років}$$

що менше мінімального встановленого термін окупності (12 років.)

Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна також виходячи з прийнятної для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = \frac{1}{T_{\text{ок}}} = \frac{1}{4,5} = 0,22.$$

3.4 Висновок по розділу

В економічній частині виконано всі необхідні розрахунки щодо оцінки витрат на будівництво та експлуатацію фотоелектричної станції «Павлоградська» потужністю 105 МВт.

Капітальні витрати складуть – 2908054 тис. грн, експлуатаційні витрати - 241985 грн. Термін окупності орієнтовно складе 4,5 років за рахунок прибутку від генерації електричної енергії на рівні 886996 тис. грн/рік.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі запропоновано технічні рішення щодо розробки системи електропостачання мережевої фотоелектричної станції «Павлоградська» потужністю 105 МВт.

Основними технічними рішеннями є застосування узгоджених параметрів основного електрообладнання: фотоелектричних модулів та їх характеристик, шаф збору потужності постійного струму, електрообладнання інверторних підстанцій, кабельних ліній мережі постійного і змінного струму.

Використання програмного забезпечення PVSyst з урахуванням розроблених технічних рішень дозволило визначити прогнозовані показники роботи ФЕС протягом року та різні важливі складові режиму генерації електричної енергії. Оціночний обсяг генерації – 161272 МВт·год/рік.

Капітальні витрати на будівництво фотоелектричної станції «Павлоградська» потужністю 105 МВт складуть – 2908054 тис. грн, експлуатаційні витрати - 241985 грн. Термін окупності визначений на рівні 4,5 років за рахунок прибутку від генерації електричної енергії на рівні 886996 тис. грн/рік.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- 1 Правила улаштування електроустановок 2017.
- 2 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова».
- 3 ДСТУ Б А.2.4-4:2009 «Основні вимоги до проектної та робочої документації».
4. ГДК 341.004.001-94 (ВБН В.2.4-94) «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму вищою напругою 6 -750 кВ»;
5. СОУ-НЕК-341.001_2019 Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій при їх роботі паралельно з ОЕС;
6. ДНАОП 1.1.10-1.01.-01 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»;
7. СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 «Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості»
8. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-69:2012 «Виконання робіт з елегазом. Настанова».

Додаток А

		Позначення	Найменування	К-ть	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	90	
5					
6			Презентаційні матеріали	15	
7					
8					
9					
10					
11					
12					