

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«_____» _____ 2019р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістр»

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 1,7 МВТ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ЇЇ ВПЛИВУ НА РЕЖИМИ
РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ
08-13.МКР.001.00.095 ПЗ**

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕС-18м
спеціальності
141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Освітня програма «Електричні станції»
Ковальчук Т.В. _____

Керівник:
к.т.н., проф.,
Леонт'єв В.О. _____
«_____» _____ 20__ р.

Рецензент: _____
«_____» _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« ____ » _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітньо-професійна програма – Електричні станції

(шифр – назва спеціальності)

Магістрант групи 1ЕС-18м Ковальчук Тетяни Вікторівни

(назва групи)

(прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Електрична частина сонячної електростанції потужністю 1,7 МВт та дослідження її впливу на режими роботи електричної мережі»

Вихідні дані: параметри розподільної мережі 10 кВ для підключення сонячної електростанції.

Перелік літературних джерел для виконання спеціальної частини..

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: креслення

2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. Характеристика сонячних електростанцій

Актуальність та обґрунтування доцільності розробки

Вибір схем приєднання та обладнання для сонячної електростанції потужністю 1,7 МВт

Оптимізація функціонування сонячної електростанції в електричній мережі

Техніко-економічне обґрунтування

Економічна частина

Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки.

Список використаних джерел. Додатки.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

_____ (підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В.О. Леонтєв

ініціали та прізвище

Економічна частина

_____ (підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В. В. Нетребський

ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях

_____ (підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Є. А. Бондаренко

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” _____ грудня 20__ р.

Рецензент

_____ (підпис)

_____ (наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

_____ (підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В.О. Леонтєв

Завдання отримав магістрант

_____ (підпис)

Т.В. Ковальчук

(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

ЗМІСТ

ЗМІСТ.....	3
АНОТАЦІЯ.....	5
АННОТАЦІЯ.....	6
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ .	11
1.1 Потенціал сонячної енергії.....	11
1.2 Принцип роботи та перспективи сонячних електричних станцій	15
1.3 Типи сонячних електростанцій	16
1.4 Висновки	21
РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	22
РОЗДІЛ 3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1,7 МВТ.....	25
3.1 Вибір обладнання	27
3.1.1 Лінійна комірka інверторної станції SMA ST17000TL.....	28
3.1.2 Трансформатори струму 10 кВ	29
3.1.3 Обмежувачі перенапруги комірок 10 кВ	30
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПРОЕКТОВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ.....	33
4.1 Визначення сумарного прибутку від експлуатації ВДЕ на прикладі Бутовецької СЕС.....	33
РОЗДІЛ 5 ВИЗНАЧЕННЯ ПО ОБ'ЄКТАХ ВАРТОСТІ БУДІВНИЦТВА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....	57
5.1 Розрахунок показників економічної ефективності будівництва сонячної електростанції	60

5.2 Розрахунок періоду повернення капіталовкладень в реконструкцію електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,68 МВт.....	63
РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	65
6.1 Удосконалення нормативної бази України з електробезпеки для персоналу електричних станцій та систем.....	65
6.2 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	71
6.2.1 Дослідження безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції при дії іонізуючих випромінювань	72
6.2.2 Дослідження безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу.	74
6.2.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції в умовах надзвичайних ситуацій.....	76
ВИСНОВКИ.....	78
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	80
ДОДАТОК А.....	87
ДОДАТОК Б	90

АНОТАЦІЯ

Ковальчук Т.В.: «Електрична частина сонячної електростанції потужністю 1,7 МВт та дослідження її впливу на режими роботи електричної мережі». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2019. – 101 с., Таблиць: 16, Рисуноків : 11, Бібліографія: 37.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто електричну частину сонячної електростанції потужністю 1,7 МВт, функціонування даної станції в електричній мережі, проведено вибір обладнання для даної сонячної електростанції, виконано схему приєднання станції до мереж. Проведено розрахунки економічної частини та визначено термін окупності проектованої сонячної електростанції.

Ключові слова: сонячна електрична станція, локальна електрична система, оптимізація, підстанція.

АННОТАЦИЯ

Ковальчук Т.В.: «Электрическая часть солнечной электростанции мощностью 1,7 МВт и исследование ее влияния на режимы работы электрической сети». Магистерская квалификационная работа - Винница: ВНТУ, 2019. - 101с., Таблиц: 16, рисунков: 11 Библиография: 37.

В представленной магистерской квалификационной работе рассмотрена электрическая часть солнечной электростанции мощностью 1,7 МВт, функционирование данной станции в электрической сети, проведен выбор оборудования для данной солнечной электростанции, выполнено схема присоединения станции к сети. Проведены расчеты экономической части и определен срок окупаемости проектируемой солнечной электростанции.

Ключевые слова: солнечная электрическая станция, локальная электрическая система, оптимизация, подстанция.

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ,
ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

- АЕС – атомна електрична станція;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ГДК – гранично допустима концентрація;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕС – електрична станція;
- ЕМ – електричні мережі;
- ЕОМ – електронна обчислювальна машина;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- НС – навколишнє середовище;
- ПС – підстанція;
- РДЕ – розосереджені джерела електроенергії;
- РЕМ – розподільча електрична мережа;
- СЕС – сонячна електрична станція;
- ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Актуальність теми. Видобуток енергії з альтернативних джерел стає все популярнішим. Один з найдоступніших та найекологічніших способів – встановлення сонячних панелей.

Вперше цей вид енергії використали в кінці XIX століття у США – сонячна батарея живила американський супутник «Венгард». Нині ж світовим лідером з використання таких установок є Китай, де сонячні колекторні нагрівачі займають 80% ринку.

Що ж до України, то в анексованому Криму діє найбільша сонячна електростанція (СЕС) у Європі. І чому її не експлуатували на повну до окупації півострова – залишається питанням. Так, станом на січень 2012 року, Кримська СЕС «Перово» була найпотужнішою сонячною електростанцією такого типу у світі. До цього моменту перше місце за потужністю займала канадська сонячна електростанція «Sarnia» (97 МВт), друге – італійська Montalto di Castro (84,2 МВт), а третє – німецька Finsterwalde (80,7 МВт).

Станом же на січень 2015 року, в Україні діяло 98 СЕС, загальною встановленою потужністю 819 МВт, якими у 2014 році вироблено 485 млнкВт*год електричної енергії. Тобто, Україна має великі перспективи у видобуванні енергії з альтернативних джерел. Адже усе, що необхідно – сонячні промені, які у нашій країні є у будь-яку пору року.

Крім того, що сонце є невичерпним джерелом енергії, одним з найголовніших переваг сонячних батарей є їх екологічна чистота. Екологові вважають, що деякі технологічні процеси при виготовленні сонячних панелей дійсно супроводжуються незначним викидом парникових газів (три фторидного азоту та гексафториду сірки), що не дозволяє назвати цей вид енергії на 100% чистою.

Слід також зазначити, що Україна є одним із найбільших у Європі виробників сонячних батарей та компонентів до них. Щоправда, вони є

дорожчими за імпорнтні аналоги. Втім, експерти наголошують, що варто заплатити високу ціну один раз та заощаджувати в майбутньому, адже сонячні батареї мають багато переваг і окупляються досить швидко.

Та, незважаючи на те, що за останнє десятиріччя ціни на сонячні панелі впали на 85 %, українці не поспішають встановлювати у своїх домівках сонячні батареї. І головна причина цьому якраз ціна. Щороку вона змінюється, адже вартість сонячних батарей оцінюють в доларах. Відтак, 1 кВт сонячної енергії коштуватиме приблизно 3,5 долара. Якщо ж встановлювати колектори для отримання «зеленого» тарифу, то вартувати вони можуть понад 15000 доларів. Особливо, враховуючи те, що найчастіше батареї замовляють в Китаї.

Втім, найбільші економіки світу давно зрозуміли, що інвестиції у цю галузь дають багато переваг. По-перше, це заміна імпорнтних енергоресурсів на місцеві та, зрештою, енергетична незалежність. По-друге, виконання своїх зобов'язань та планів зі зменшення викидів парникових газів та забруднювачів. По-третє, це створення багатьох тисяч робочих місць: продаж, монтаж, сервіс сонячних станцій, який вимагає наявності спеціалізованих місцевих компаній.

Найбільша перевага використання сонячної енергії – її доступність, бо навіть взимку на вулиці сяють сонячні промені, які зможуть виробити хоча б мінімальну кількість необхідної енергії. До того ж, дійсно великий термін експлуатації, внаслідок чого – бездоганна окупність. Якщо розділити вартість встановлення фотоелементів на кількість років, які вони можуть простояти, економія стає відчутною.

Та, попри переваги, є і ряд недоліків. Зокрема, слід мати на увазі, що енергія виробляється лише протягом світлового дня, тому для ефективного використання сонячних батарей необхідно подбати про засоби перетворення та накопичення струму.

Попри все, експерти вбачають великі перспективи у розвитку альтернативних джерел видобутку енергії серед українців. В Україні діє «зелений» тариф для фізичних осіб. Він буде діяти щонайменше до 2030 року. Тому можна не тільки економити на рахунках за електроенергію, а й заробляти

привабливі суми на сонячній енергії.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є дослідження ефективності встановлення сонячних електростанцій та оптимізація їх в електричній мережі.

Основними задачами дослідження є такі:

- проектування сонячної електростанції;
- дослідження впливу проекрованої СЕС на електричну мережу;
- дослідження втрат потужності до і після встановлення сонячної електричної станції..

Об’єкт дослідження – електрична частина сонячної електростанції потужність 1,7 МВт та оптимізація її функціонування в електричній мережі.

Предмет дослідження – є методи оптимізації транспортування електроенергії у розподільних електричних мережах шляхом приєднання сонячної електростанції потужністю 1,7 МВт.

Методи дослідження.

У процесі дослідження застосовувались: методи математичного моделювання та чисельні методи визначення оптимальної встановленої потужності ВДЕ в локальній електричній системі. Статистичні методи оброблення інформації використано для аналізу результатів розрахунків та перевірки справедливості отриманих теоретичних положень.

Наукова новизна одержаних результатів:

- Запропоновано проект сонячної електричної станції потужністю 1,7 МВт та досліджено сумісну роботу її з електричною мережею, впровадження якого дозволить зменшити втрати електричної потужності у розподільній електричній мережі та підвищити рівень застосування відновлюваних джерел енергії.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

1.1 Потенціал сонячної енергії

В Україні річне надходження сонячного випромінювання перебуває на одному рівні з країнами, які активно використовують сьогодні сонячні колектори (Швеція, Німеччина, США тощо). Уся територія України придатна для розвитку систем теплопостачання з використанням сонячної енергії. Найперспективнішими регіонами країни для розвитку сонячної енергетики є Кримський півострів та степова Україна. Каве Ертефай, генеральний директор Activ Solar, пояснює реалізацію проектів компанії саме в Криму тим, що на півдні України рівень сонячної активності можна порівняти з рівнем у Північній Італії, яка є лідером за кількістю сонячних інсталяцій у світі: «Кримський півострів історично страждає від дефіциту енергії. Тому проекти, подібні до наших, принесуть півострову суттєву як економічну так і екологічну вигоду».

Інститут проблем матеріалознавства (ІПМ НАНУ) має єдиний на території колишнього СРСР геліоцентр, розташований у Криму (Кацівелі). Геліоцентр спеціалізується на дослідженнях властивостей матеріалів, які створюють для роботи в спеціальних умовах. Дослідження здійснюють за допомогою високотемпературних сонячних установок, що використовують концентроване сонячне випромінювання. Температура в гарячій зоні таких установок може досягати 3900 К, що дозволяє моделювати в лабораторних умовах температурні поля, які розвиваються, наприклад, у двигунах ракет та реактивних літаків. Результати роботи геліоцентру застосовуються для створення нових матеріалів та вивчення їх властивостей.

До 2010 року Україна рік не мала жодної великої сонячної електростанції, 2011-го в країні вже працювали батареї потужністю 67,55 МВт, у Криму було збудовано найбільший сонячний парк Європи та світу. За короткий час Україні

вдалося зробити ривок і вийти в перші ряди за темпами розвитку фотовольтаїки.

Іноземний інвестор, австрійська компанія Activ Solar, взялася за проектування сонячного парку в селі Родникове (Сімферопольський район, АРК) і в короткий термін побудувала станцію потужністю 7,5 МВт, яка стала найбільшою на пострадянських просторах. У лютому 2011 року пілотний сонячний парк запрацював на повну потужність. Цей проект отримав нагороду в конкурсі «Успіх року» в номінації «Лідер Інновацій».

Компанія ввела в експлуатацію сонячну електростанцію «Омао Солар» потужністю 20 мегават у Сакському районі АР Крим. За інформацією Activ Solar, це лише 1-а черга проекту «Охотникове» — однієї з найбільших PV-інсталяцій у світі. «Омао Солар» складається приблизно з 90 000 кристалічних сонячних модулів, встановлених на площі 40 га. Станція буде виробляти 25 000 мегават-годин «чистої» електроенергії на рік, якої досить, щоб задовольнити потреби близько 5000 домашніх господарств і дозволить скоротити до 20000 тонн викидів вуглекислого газу на рік.

Незабаром Activ Solar почала будувати ще одну геліоелектростанцію в Охотниковому (Сакський район АРК), до кінця 2011-го його потужність сягла 80 МВт. Розміри геліоелектростанції еквівалентні 207 футбольним полям, після завершення будівництва об'єкт буде оснащено 360 тис. наземних модулів. Сонячний парк в Охотниковому буде четвертою за потужністю PV-інсталяцією у світі і третьою — в Європі. «Проект такого масштабу означає поворотний момент у розвитку сонячної енергетики в Європі», — прокоментував представник компанії.

23 грудня 2011 року поблизу села Перового в Криму завершено будівництво найбільшої сонячної електростанції у світі.

Після пілотного проекту у Родниковому розпочалося будівництво сонячних електростанцій у різних регіонах України. Наприклад, у Вінницькій області у січні розпочала роботу сонячна електростанція потужністю 35 кВт,

змонтована на даху виробничого будинку Гніванського шиноремонтного заводу.

Компанія «Зоря 2003» запустила мікросонячну електростанцію в Луганській області. Її панелі потужністю 15 кВт розташовано над трасою «Харків-Ростов». У серпні інвестори мають намір закупити обладнання для другої черги станції потужністю 30 кВт. Фінансує проект власник однієї з шахт, який повірив у перспективність сонячної енергетики.

На кінець серпня — початок вересня призначено запуск першої черги геліоелектростанції потужністю 250 кВт, яка будується біля Слобода-Бушанської малої ГЕС у Вінницькій області. Власник обох енергооб'єктів — компанія «Енергоінвест» планує збільшити потужність сонячних панелей до 1,786 МВт. За словами президента компанії Володимира Житника, надалі таку ж сонячну електростанцію «Енергоінвест» побудують біля ще однієї малої ГЕС.

Подібні плани є у ще одного оператора ГЕС — компанія «Новосвіт». Вона має намір розташувати сонячні панелі потужністю 140 кВт біля малої гідроелектростанції в Тальнівському районі Черкаської області. Директор компанії Сергій Кульматицький підкреслює: будівництво сонячної електростанції поблизу малої ГЕС дозволяє задіяти існуюче підключення до електричних мереж і таким чином здешевити проект. «До того ж у нас на гідропорудах є південний схил, на якому можна встановити батареї, не використовуючи для цього цінні орні землі», — підкреслює він.

У стадії реалізації ще кілька проектів з будівництва сонячних станцій, наприклад, в Одеській і Вінницькій областях.

У грудні 2011 року, австрійська компанія Activ Solar завершила будівництво в Криму останньої, п'ятої, 20-мегаватної черги сонячного парку Перово, в результаті чого його сумарна встановлена потужність зросла до рекордних 100 МВт.

Перово у складі п'яти черг, стало найбільшим фотоелектричним парком у світі за показником встановленої потужності. За ним ідуть канадська

електростанція Sarnia (97 МВт), італійська Montalto di Castro (84,2 МВт) і німецька Finsterwalde (80,7 МВт).

Завершує світову п'ятірку найбільших фотоелектричних парків інший проект у Криму — 80-мегаватна електростанція Охотникове, побудована також у 2011 році, в Сакському районі півострова.

У липні 2012 року компанія «Енергоінвест» (Вінницька область) завершила будівництво Слобода-Бушанської сонячної електростанції (СЕС) потужністю 1,875 МВт в Ямпільському р-ні Вінницької області.

У серпні 2012 року компанія «Сонячна енергія плюс» побудувала та ввела в експлуатацію сонячну електростанцію потужністю 5,4 МВт, розташовану в Ужгородському районі Закарпатської області. Фотоелектричні панелі будуть щорічно виробляти близько 4,8 млн кВт-год електроенергії, достатньої для забезпечення понад 1,3 тис. домогосподарств із щомісячним споживанням 300 кВт-год.

У жовтні 2012 року група компаній «Ekotechnik Praha» (Чехія) запустила сонячну електростанцію в селі Ясенівка Ярмолинецького району Хмельницької області. Її потужність становить 1 МВт, яку група компаній планує з часом підвищити до 5 МВт. Електростанція займає земельну ділянку площею 2,5 га, пізніше її буде розширено до 10 га. Станція буде виробляти 2 300 000 кВт-годин на рік.

У грудні 2012 року на території приміського села Ралівка Самбірського району запрацювала перша на Львівщині сонячна електростанція потужністю 1,1 МВт. Вона складається з 3888 сонячних елементів. Побудована сонячна електростанція завдяки ТзОВ «Еко-Оптіма» спільно з чеськими інвесторами.

У грудні 2012 року компанія «Енергоінвест» ввела в експлуатацію 4 чергу Гальжбіївської сонячної електростанції у Вінницькій області. Загальна потужність 4 черг становить 1,264 МВт¹.

У 2013 р. холдинг Martifer Solar (Португалія) побудував сонячні електростанції встановленою потужністю 4,5 МВт і 7 МВт в Томашпільському та Бершадському районах Вінницької області для Rengy Development.

У 2013 р. ТОВ «Геліос Енерджі» завершило будівництво наземної мережевої сонячної електростанції (СЕС) встановленою потужністю 3,993 МВт в селі Радча Тисменицького району Івано-Франківської області.

1.2 Принцип роботи та перспективи сонячних електричних станцій

Сучасні сонячні електростанції вловлюють світло за допомогою фотоелектричних елементів . Вони збирають енергію світила і переводять її в електрику. Для цього застосовується дзеркало, яке має параболічну форму. Його кривизна розрахована так, щоб кожна точка на його поверхні відображала промені в центр фокусування. Будь-яка електростанція на сонячних батареях має свою потужність, яка вимірюється в сонцях. У скільки разів могутніше сонця світять на точку фокусування відбиті промені, стільки і становить потужність станції.

Справа в тому, що потужності променів світила у первозданному виді не достатньо для вироблення електрики. Щоб підсилити її, використовують збільшувальні скла і увігнуті дзеркала, які витягують з світла багато тепла. Промені, посилені в кілька десятків разів, несуть в собі багато теплової енергії, яка використовується для нагріву спеціального масла в тонких трубочках. Досягнувши кипіння, воно відводиться і передає тепло воді, яка утворює пар. Його тиск приводить в рух турбіну, що виробляє електрику. За ідеальних умов цей процес може тривати нескінченно. Тому сонячні електростанції і є настільки перспективними. На планеті існує безліч місць з величезною активністю Сонця, наприклад, пустелі.

Однак на ділі не все так просто. Планета і світило знаходяться в постійному русі, і кут падіння променів відповідно постійно змінюється. Тому необхідні спеціальні електромотори, які підлаштовують площині з фотоелементами під потрібний кут. Це не єдина трудність. Існує також нічний час, і погода може псуватися. До того ж сонячні електростанції дорого коштують, хоч і прекрасно окупаються з часом. Ясно одне, що майбутнє людства залежить від сонячної енергії, яка невичерпна. Крім того, вона є

найбезпечнішою і чистою. А вуглеводневу сировину обов'язково коли-небудь закінчиться.

1.3 Типи сонячних електростанцій

СЕС баштового типу - дані електростанції засновані на принципі отримання водяної пари з використанням сонячної радіації. У центрі станції стоїть вежа (в залежності від потужності і деяких інших параметрів висота може бути більше або менше), на вершині якої знаходиться резервуар з водою. Цей резервуар покритий чорним кольором для поглинання теплового випромінювання. Також в цій вежі знаходиться насосна група, що доставляє пар на турбогенератор, який знаходиться поза межами вежі. По колу від вежі на деякій відстані розташовуються геліостати. Геліостат - дзеркало площею в кілька квадратних метрів, закріплене на опорі і підключений до загальної системи позиціонування. Тобто, в залежності від положення сонця, дзеркало буде міняти свою орієнтацію в просторі. Основна і найбільш трудомістка задача - це позиціонування всіх дзеркал станції так, щоб в будь-який момент часу всі відбиті промені від них потрапили на резервуар. У ясну сонячну погоду температура в резервуарі може досягати 700 градусів. Такі температурні параметри використовуються на більшості традиційних теплових електростанцій, тому для отримання енергії використовуються стандартні турбіни. Фактично на станціях такого типу можна отримати порівняно великий ККД (близько 20%) і високі потужності.

СЕС тарельчатого типу (рисунок 1.1) - даний тип СЕС використовує принцип отримання електроенергії, схожий з таким у Баштових СЕС, але є відмінності в конструкції самої станції. Станція складається з окремих модулів. Модуль складається з опори, на яку кріпиться фермова конструкція приймача і відбивача. Приймач знаходиться на деякому віддаленні від відбивача, і в ньому концентруються відбиті промені сонця. Відбивач складається з дзеркал у формі тарілок (звідси назва), радіально розташованих на фермі. Діаметри цих дзеркал досягають 2 метрів, а кількість дзеркал - декількох десятків (в залежності від

потужності модуля). Такі станції можуть складатися як з одного модуля (автономні), так і з декількох десятків (робота паралельно з мережею).



Рисунок 1.1 – СЕС тарільчатого типу

СЕС, які використовують фотобатареї (рисунок 1.2). СЕС цього типу в даний час дуже поширені, так як в загальному випадку СЕС складається з великого числа окремих модулів (фотобатарей) різної потужності і вихідних параметрів. Дані СЕС широко застосовуються для енергозабезпечення як малих, так і великих об'єктів (приватні котеджі, пансіонати, санаторії, промислові будівлі і т. Д.). Встановлюватися фотобатареї можуть практично скрізь, починаючи від покрівлі і фасаду будівлі і закінчуючи спеціально виділеними територіями. Встановлені потужності теж коливаються в широкому діапазоні, починаючи від постачання окремих насосів, закінчуючи електропостачанням невеликого селища.



Рисунок 1.2 – СЕС на основі фотобатарей

Головним елементом фотоелектричних станцій є сонячні батареї. Вони складаються з тонких плівок кремнію або інших напівпровідникових матеріалів і можуть перетворювати сонячну енергію в постійний електричний струм.

Фотоелектричні перетворювачі відрізняються надійністю, стабільністю, а термін їх служби практично не обмежений. Вони можуть перетворювати як прямий, так і розсіяний сонячне світло. Невелика маса, простота обслуговування, модульний тип конструкції дозволяє створювати установки будь-якої потужності. До недоліків сонячних батарей можна віднести високу вартість і низький ККД.

Сонячні батареї використовують для енергопостачання автономних споживачів малої потужності, харчування радіонавігаційної і малопотужної радіоелектронної апаратури, приводу експериментальних електромобілів і літаків. Є надія, що в майбутньому їм знайдуть застосування в опаленні та електропостачанні житлових будинків.

Термодинамічні СЕС. У пристрої термодинамічних сонячних електростанцій використовують теплообмінні елементи із селективним світлопоглинаючим покриттям. Вони здатні поглинати до 97% потрапляє на них сонячного світла. Ці елементи навіть за рахунок звичайного сонячного освітлення можуть нагріватися до 200 В° С і більше. За допомогою них воду

перетворюють на пару в звичайних парових котлах, що дозволяє отримати ефективний термодинамічний цикл в паровій турбіні. ККД сонячної паротурбінної установки може досягати 20%.

На основі цього ефекту була розроблена конструкція аеростатної сонячної електростанції. Джерелом енергії в ній є балон аеростата, заповнений водяною парою. Зовнішня частина балона пропускає сонячні промені, а внутрішня покрита селективним світлопоглощаючою покриттям, і дозволяє вати вміст балона до 150-180 В° С. Отриманий всередині пар буде мати температуру 130-150 В° С, а тиск таке ж як атмосферний. Розпорошуючи воду всередині балона з перегрітою парою, отримують генерацію пари.

Пара з балона відводиться в парову турбіну допомогою гнучкого паропроводу, а на виході з турбіни перетворюється в конденсаторі у воду. З нього воду за допомогою насоса подають назад в балон. За рахунок пара накопиченого за день, така електростанція може працювати і вночі. Протягом доби потужність турбогенератора можна регулювати відповідно до потреб.

Головною проблемою є спосіб розміщення сонячних аеростатних електростанцій. Такі електростанції можна розміщувати над землею, над морем чи в горах. У кожному випадку є свої плюси і мінуси. Тут необхідно все враховувати і довжину паропроводу, і місце розміщення турбогенератора, і те, щоб балони не заважали руху літаків

Існують і інші способи отримання енергії від сонця, і якщо вдасться вирішити всі проблеми, то попит на таку продукцію може бути практично необмежений. З допомогою нових розробок можна буде вирішити проблеми енергопостачання відсталих важкодоступних районів, скоротити споживання паливних ресурсів у великих мегаполісах, захистити навколишнє середовище від зайвого забруднення викидами шкідливих речовин.

СЕС, які використовують параболічні концентратори. Принцип роботи даних СЕС полягає в нагріванні теплоносія до параметрів, придатних до використання в турбогенераторі (рисунок 1.3).

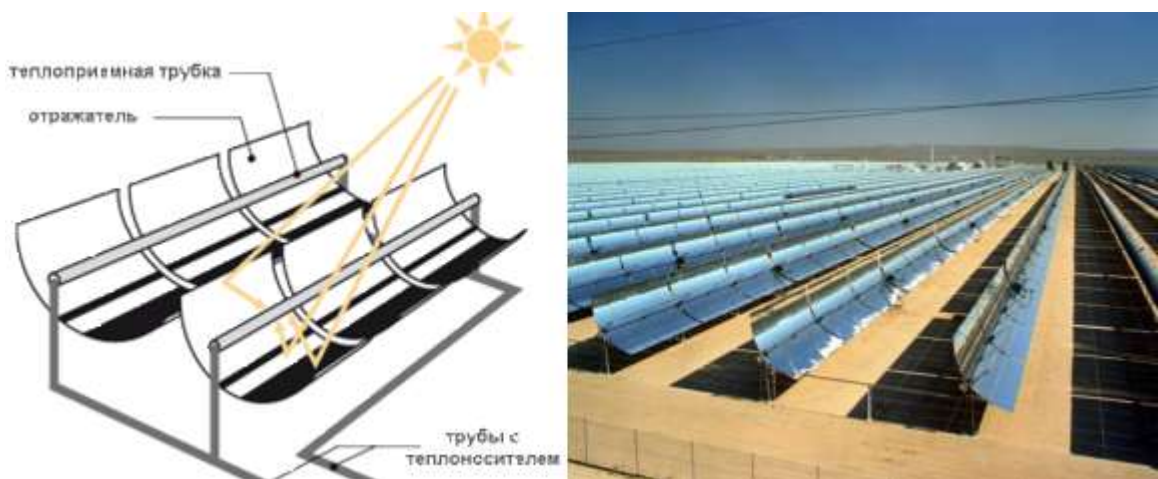


Рисунок 1.3 – СЕС на основі параболічних концентраторів

Конструкція СЕС: на фермовій конструкції встановлюється параболічне дзеркало великої довжини, а в фокусі параболи встановлюється трубка, по якій тече теплоносій (найчастіше масло). Пройшовши весь шлях, теплоносій нагрівається і в теплообмінних апаратах віддає теплоту воді, яка перетворюється в пар і надходить на турбогенератор.

Одним з основних стримуючих чинників розвитку сонячної енергетики є проблема вибору місця для розміщення сонячних електростанцій. Потужність сонячного випромінювання на поверхні землі при безхмарному небі становить близько $1 \text{ кВт} / \text{м}^2$. Для отримання електроенергії в промислових масштабах необхідні потужності близько мільйона кіловат. Це означає, що для промислової сонячної електростанції з коефіцієнтом корисної дії близько 10% і з урахуванням нерівномірності потужності сонячного випромінювання протягом доби необхідна площа в декілька квадратних кілометрів.

Майданчик для розміщення сонячних електростанцій повинен бути рівним, придатним для обслуговування і ремонту устаткування, вільним від господарської діяльності людини.

Ідеальним рішенням цієї проблеми є розміщення сонячних електростанцій на поверхні морів і океанів, площа яких в п'ять разів більше, ніж площа суші. Однак, традиційні сонячні електростанції не придатні для морського базування.

1.4 Висновки

Переваги сонячної енергетики:

- загальнодоступність і невичерпність джерела;
- теоретично, повна безпека для навколишнього середовища, хоча існує ймовірність того, що повсюдне впровадження сонячної енергетики може змінити альбедо земної поверхні і привести до зміни клімату (однак при сучасному рівні споживання енергії це вкрай мало ймовірно).

Способи отримання електрики і тепла з сонячного випромінювання:

- отримання електроенергії за допомогою фотоелементів;
- перетворення сонячної енергії в електрику за допомогою теплових машин: (парові машини (поршневі або турбінні), які використовують водяну пару, вуглекислий газ, пропан-бутан, фреони; двигун Стірлінга);
- геліотермальна енергетика - нагрівання поверхні, що поглинає сонячні промені і подальше розподіл і використання тепла (фокусування сонячного випромінювання на посудині з водою для подальшого використання нагрітої води в опаленні або в парових електрогенераторах);
- термopовітряні електростанції (перетворення сонячної енергії в енергію повітряного потоку, направляється на турбогенератор);
- сонячні аеростатні електростанції (генерація водяної пари усередині балона аеростата за рахунок нагріву сонячним випромінюванням поверхні аеростата, покритої селективно-поглинаючим покриттям).
Перевага - запасу пари в балоні достатньо для роботи електростанції в темний час доби і в негоду.

РОЗДІЛ 2

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Основною задачею проектування електричних станцій є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють проектування станцій, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти сонячних електричних станцій повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва станцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність будівництва відновлювальних джерел енергії обумовлена тим, що майже всі електричні станції, які експлуатуються зараз на території України, вже виробили свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Загальні втрати електроенергії зараз досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних станцій і мереж, а, також, тим, що вони побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих локальних мереж.

Відновлювальні джерела енергії, а особливо сонячні зараз набувають великої популярності. Вони є екологічно чистими та економічно вигідними. Побудувавши СЕС можна швидко повернути вкладені кошти і отримувати від них прибуток.

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

В якості економічного показника рекомендуються так звані дисконтні витрати. При спорудженні всієї ЕМ дисконтні затрати для кожного з варіантів визначають за формулою:

$$Z = K - L + V/E + Z_6 \quad (4.1)$$

де Z – дисконтні затрати, тис.грн; K – одноразові капітальні витрати, тис.грн; L – ліквідна вартість демонтованого обладнання; V – амортизаційні витрати на реновацію та витрати на експлуатацію мережі; $E = 0.1$ – норма дисконту; Z_6 – можливий народногосподарський збиток від перерви електропостачання, викликані відключенням споживачів внаслідок пошкоджень елементів електричної мережі.

Відповідно до проведених розрахунків, капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ не передбачаються. Збільшення щорічних експлуатаційних витрат не передбачається, тому що використовується вже існуюче обладнання у повному об'ємі.

Визначимо зміну втрат електроенергії:

$$\Delta W = W_{\Pi} - W_p, \quad (4.2)$$

де W_{Π} – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

W_p – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

Відповідно до (4.2) для вихідної схеми реконструкції ЕМ зниження втрат електричної енергії за добу становить:

$$\Delta W_d = (88,8 - 54,2) * 24 = 830,4 \text{ (кВт}\cdot\text{год.)}$$

за рік:

$$\Delta W_p = 22,2 * 365 = 194472 \text{ (кВт}\cdot\text{год.)}$$

З урахуванням результатів попередніх розрахунків економічний ефект від запровадження проведених досліджень становить:

$$E = \varphi * \Delta W_p = 1,7 * 194472 = 840602,4 \text{ (грн.)},$$

де φ – тариф на електроенергію споживачів, грн./кВт*год.

Отже, виходячи з отриманих можна зробити висновок, що за допомогою критерій сумарного прибутку від експлуатації СЕС можна зменшити витрати на передачу електроенергії локальною електричною мережею.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1,7 МВТ

Проектовану сонячну електростанцію потужністю 1,7 МВт підключаємо до підстанції 110/10 «Бутівці», яка знаходиться на території Старокостянтинівського РЕМ ПАТ «Хмельницькобленерго» (рисунок 3.1).

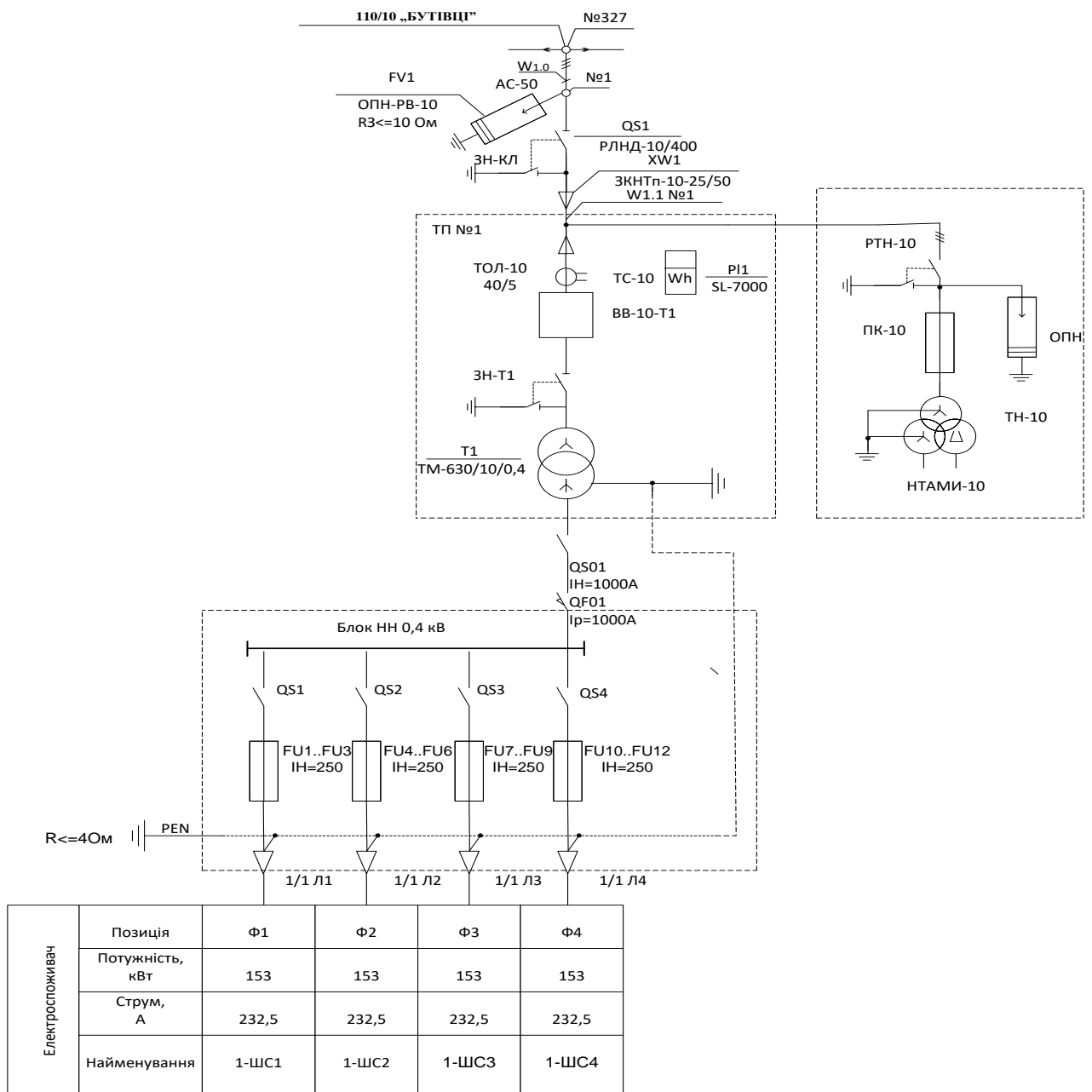


Рисунок 3.1 - Електропостачання

На рисунку 3.2 зображено план розміщення полікристалічних сонячних панелей.

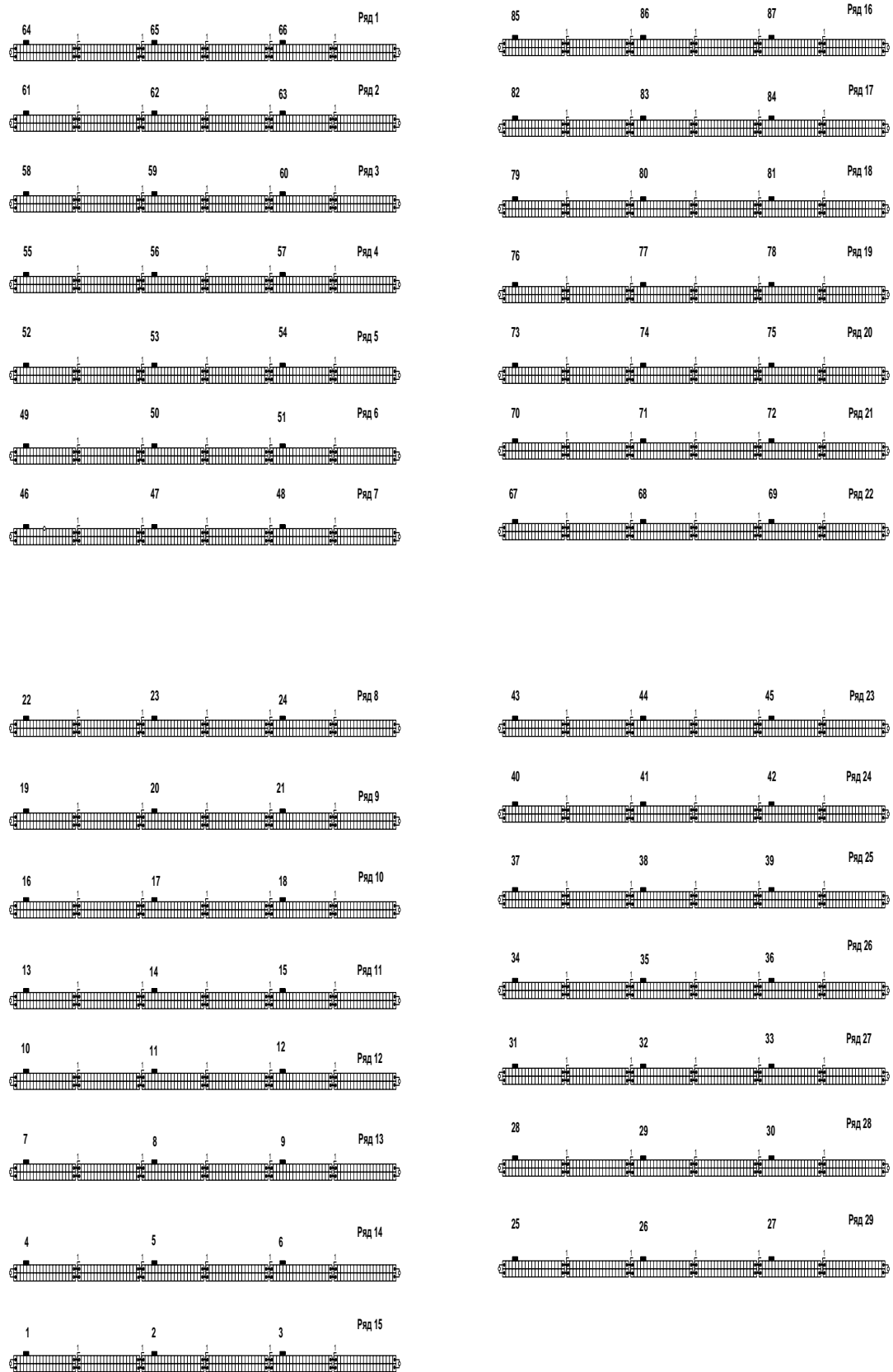


Рисунок 3.2 – Розміщення панелей

3.1 Вибір обладнання

Вибір вимикача 10 кВ проводиться за наступними показниками:

- номінальною напругою:

$$U_{ном.м.} \leq U_{ном.вим.},$$

$$10кВ \leq 10кВ;$$

- за найбільшою робочою напругою:

$$U_{max.м.} \leq U_{max.вим.},$$

$$12кВ \leq 12кВ;$$

- за робочим струмом в нормальному режимі:

$$I_{розр, max} \leq I_{ном.},$$

$$I_{розр, max} = \frac{S_{нав.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.об.тр.}} = \frac{1680}{\sqrt{3} \cdot 10} = 97 \text{ A},$$

$$97 (A) \leq 630(A);$$

- за динамічною стійкістю (при протіканні через вимикач ударного струму КЗ та його початкового значення)

$$I_{n,0} \leq I_{ном.відкл.},$$

$$12,5кА \leq 17,4кА,$$

$$i_{yd.} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot k_{yd} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 1,82 = 32,2кА,$$

$$i_{yd.} \leq i_{дин.},$$

$$32,2 кА \leq 52 кА;$$

- за термічною стійкістю вимикач перевіряється по тепловому імпульсу:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

$$480,5 \leq 1200,$$

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) = 12,5^2 \cdot (3,025 + 0,05) = 480,5кА^2 \cdot с,$$

$$t_{відк} = (t_{р,з} + t_{отк,В}) = (3 + 0,025) = 3,025.$$

В якості лінійного вимикача 10 кВ вибрано вакуумний вимикач VD-4 1206-16.

Нижче, в таблиці 3.1 наведені результати електричних розрахунків перевірки вибраного вимикача 10 кВ.

Таблиця 3.1. Вибір параметрів ввідного вимикача 10 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані VD-4 1206-16
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$U_{\max} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\max} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{розр.мах}} = 97 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$i_{\text{уд.}} = 32,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$

3.1.1 Лінійна комірka інверторної станції SMA ST17000TL

Вибір роз'єднувача 10 кВ проводиться за наступними показниками:за

- номінальною напругою:

$$U_{\text{ном.м.}} \leq U_{\text{ном.вим.}}$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

- за найбільшою робочою напругою:

$$U_{\text{мах.м.}} \leq U_{\text{мах.вим.}}$$

$$12 \text{ кВ} \leq 12 \text{ кВ}$$

- за робочим струмом в нормальному режимі:

$$I_{\text{розр.мах}} \leq I_{\text{ном.}}$$

$$I_{\text{розр.мах}} = \frac{S_{\text{нав.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.об.тр.}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А},$$

$$36,4(\text{А}) \leq 630(\text{А})$$

- за динамічною стійкістю (при протіканні через вимикач ударного струму КЗ та його початкового значення)

$$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{ном.відкл.}}$$

$$12,5 \text{ кА} \leq 17,4 \text{ кА} ,$$

$$i_{\text{yd.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot k_{\text{yd.}} = \sqrt{2} \cdot 12,25 \cdot 1,82 = 32,2 \text{ кА}$$

$$i_{\text{yd.}} \leq i_{\text{дин.}}$$

$$32,2 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$$

$$t_{\text{відк}} = (t_{\text{р,з}} + t_{\text{отк,В}}) = (3 + 0,025) = 3,025$$

В якості лінійного роз'єднувача 10 кВ вибрано роз'єднувач типу РВР-10/2500 У2.

Нижче, в таблиці 3.2, наведені результати електричних розрахунків перевірки вибраних вимикачів 10 кВ.

Таблиця 3.2 – Вибір параметрів роз'єднувача 10 кВ лінійної комірки інверторної станції SMA ST17000TL для РП-10 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані РВР-10/2500 У2
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{розр.мах}} = 36,4 \text{ А}$	$I_n = 2500 \text{ А}$
$i_{\text{yd.}} = 32,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$

3.1.2 Трансформатори струму 10 кВ

В якості трансформаторів струму 10 кВ на ввідних приєднаннях вибрано ТРУ 40.23 400/5 0,5s/0,5/5P; 2,5/5/10 ВА клас безпеки 5/5/10 (АВВ), тож перевіримо даний трансформатор струму за наступними характеристиками:

- за напругою устаткування:

$$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}} ,$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ} ;$$

- за максимальним струмом навантаження:

$$I_n \geq I_{\text{розр.мах}} ,$$

$$400(\text{А}) \geq 36,4(\text{А}) ;$$

– трансформатори струму за електродинамічною стійкістю не перевіряються так як стійкість даних трансформаторів струму визначається стійкістю шин РП ПС;

– за термічною стійкістю:

$$B_k \leq (K_T I_{1НОМ})^2 t_{ТЕР},$$

$$480,5 \leq (5 \cdot 400)^2 \cdot 1,$$

$$480,5 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4000 \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

Таблиця 3.3 – Вибір параметрів лінійних трансформаторів струму 10 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані ТРУ 40.23 400/5 0,5s/0,5/5P; 2,5/5/10 ВА клас безпеки 5/5/10 (ABB)
$U_n = 10 \text{кВ}$	$U_n = 10 \text{кВ}$
$I_{розр.мах} = 36,4 \text{А}$	$I_n = 400 \text{А}$
$i_{уд.} = 32,2 \text{кА}$	$i_{дин} = 52 \text{кА}$

3.1.3 Обмежувачі перенапруги комірок 10 кВ

Для ввідних та лінійних комірок 10 кВ обираємо ОПН-РТ/TEL 10/11.5. Перевіримо його за наступними характеристиками.

Визначення найбільшої тривало допустимої робочої напруги $U_{нр.опн}$ і номінальної напруги $U_{ном.опн}$.

Найбільша тривало допустима робоча напруга $U_{нр.опн}$ приймається не меншою за найбільшу тривало допустиму робочу напругу на шинах, яка згідно з ГОСТ 1516.3-96 становить $U_{нр} = 12 \text{кВ}$. Для підвищення надійності роботи ОПН найбільша тривало допустима робоча напруга $U_{нр.опн}$ повинна становити не менше ніж:

$$U_{нр.опн} = k_3 \frac{U_{нр}}{\sqrt{3}} = 1,05 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,275 \text{кВ},$$

де $K_3 = 1,05$ - коефіцієнт запасу.

Стійкість ОПН до короткочасного підвищення напруги оцінюється за значенням номінальної напруги $U_{ном.опн}$, яка визначається за формулою:

$$U_{ном.опн} = 1,25 \cdot U_{нр.опн} = 1,25 \cdot 7,275 = 9,094 \text{ кВ},$$

Вибір енергоємності ОПН

Враховуючи відсутність специфічних умов, за яких в обмежувачах може виділятися значна енергія, приймається клас розряду лінії – 2.

Визначення захисного рівня ОПН від грозових перенапруг

Для захисту від грозових перенапруг необхідно, щоб залишкова напруга на ОПН U_r під час протікання імпульсу струму довжиною 8/20 мкс з амплітудою 10 кА не перевищувала:

$$U_r = \frac{U_{доп.г.}}{k_n} = \frac{15}{1,4} = 10,71 \text{ кВ},$$

де $U_{доп.г.} = 15 \text{ кВ}$ – допустимий рівень грозових перенапруг для обмотки 10 кВ силового трансформатора (ГОСТ 1516.3-96);

$K_n = 1,4$ – коефіцієнт надійності.

Вибір ОПН за умови вибухобезпеки.

Струм захисної стійкості ОПН визначається за формулою:

$$I_{зах} = k_3 \cdot I_{кз},$$

де $I_{кз(3)} = 12,5 \text{ кА}$ - максимальне значення струму КЗ на шинах 10 кВ (для РП-10 кВ);

$K_3 = 1,2$ - коефіцієнт запасу.

$$I_{зах} = 1,2 \cdot 12,5 = 15 \text{ кА},$$

Таблиця 3.4 – Порівняльний аналіз розрахункових та каталожних характеристик ОПН 10 кВ для РП 10кВ

п/п	Розрахункові значення	Каталожні дані РТ/TEL 10/11.5
	$U_{нр.опн} = 7,275 \text{ кВ}$	$U_{нр.опн} = 11,5 \text{ кВ}$
	$U_{ном.опн} = 9,094 \text{ кВ}$	$U_{ном.опн} = 13,7 \text{ кВ}$
	$U_{\rho} = 10,71 \text{ кВ}$	$U_{\rho} = 35,8 \text{ кВ}$
	$I_{зах} = 15 \text{ кА}$	$I_{зах} = 20 \text{ кА}$

Отже, в даному розділі було вибрано обладнання для сонячної електростанції потужністю 1,68 МВт. Вибрано: вимикача типу VD-4 1206-16, роз'єднувачі – РВР-10/2500 У2, трансформатори струму ТРУ 40.23 400/5 0,5s/0,5/5P; 2,5/5/10 ВА клас безпеки 5/5/10 (ABB) та обмежувачі перенапруг РТ/TEL 10/11.5. Також, показано схему електропостачання та план розміщення сонячних панелей.

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПРОЕКТОВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

4.1 Визначення сумарного прибутку від експлуатації ВДЕ на прикладі Бутовецької СЕС

Розрахунки ефективності використання встановленої потужності ВДЕ на у розподільній ЕМ виконані на прикладі Бутовецької сонячної електростанції, яка розташована у електричних мережах Ставокостянтиніського району. Основні характеристики станції такі:

- введення в експлуатацію – 28.12.2018 р.;
- встановлена потужність:

Бутовецька СЕС: 1,68 МВт;

Бутовецька СЕС видає електроенергію безпосередньо в електричну мережу 10 кВ через фідер №135 підстанції 110/10 кВ «Бутівці». Схема приєднання подана на рис. 4.1. Для зв'язку СЕС фідером на напрузі 10 кВ використовується повітряна ЛЕП довжиною 15 км, виконана проводом АС-70.

Протяжність ПС 110/10 «Бутівці» становить 21,3 км. Даний фідер містить: 40 вузлів, 18 трансформаторних підстанцій; 8 роз'єднувачів, один з яких нормально вимкнений, 2 вимикача, одну сонячну електростанцію Бутовецька СЕС потужністю 1,680 МВт.

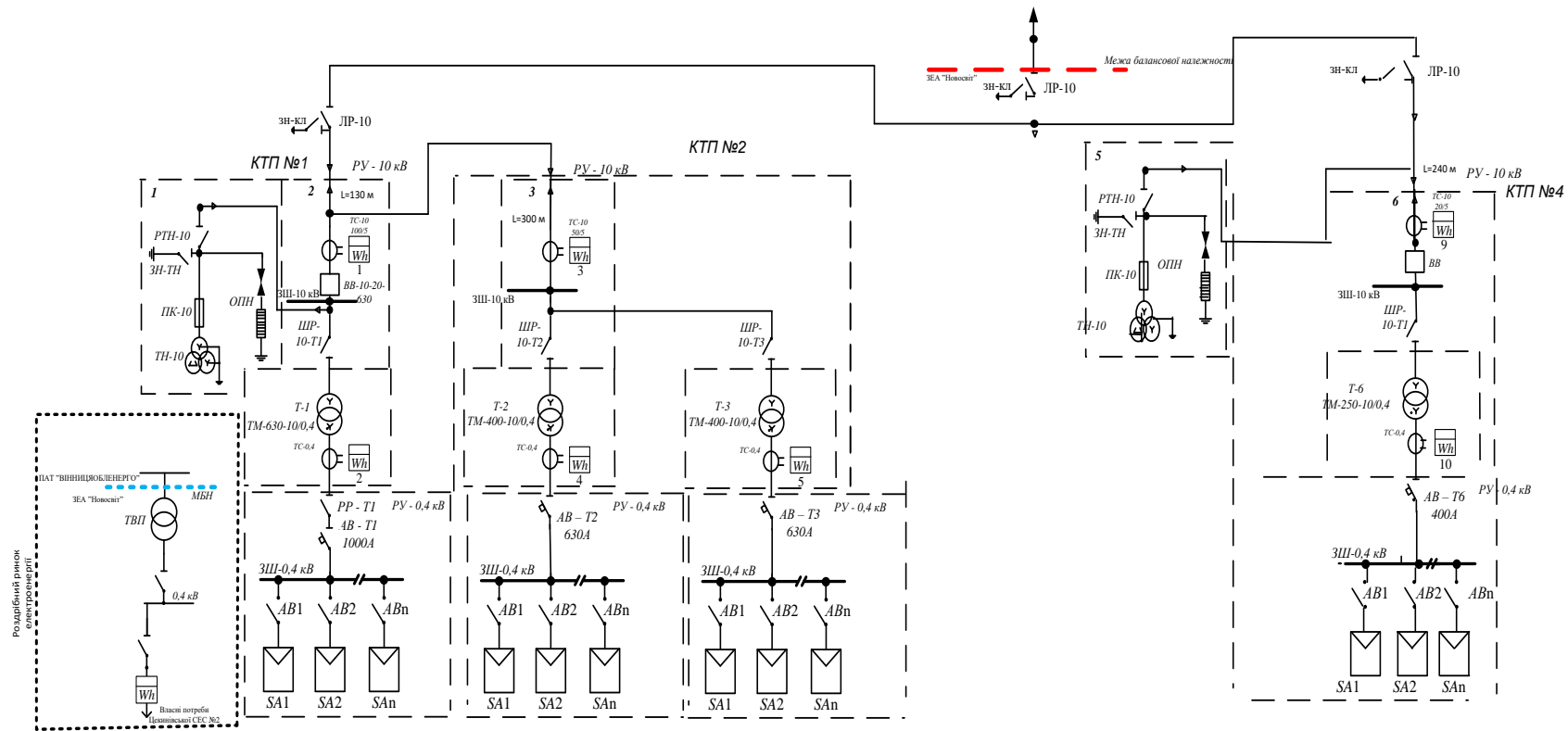


Рисунок 4.1 – Схема електричних з'єднань Бутовецької СЕС

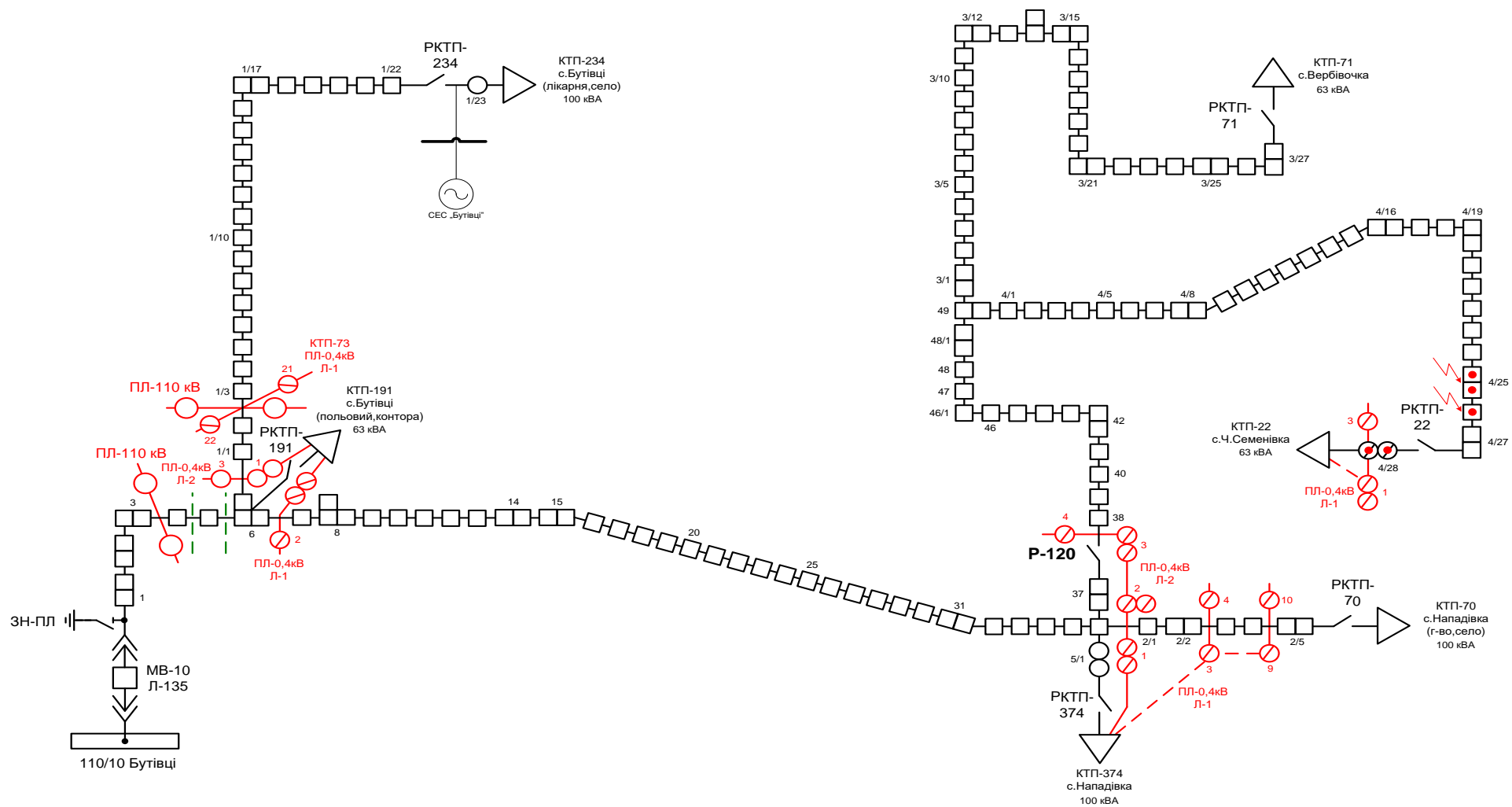


Рисунок 4.2 – ПС 110/10 «Бутівці» ф.№135

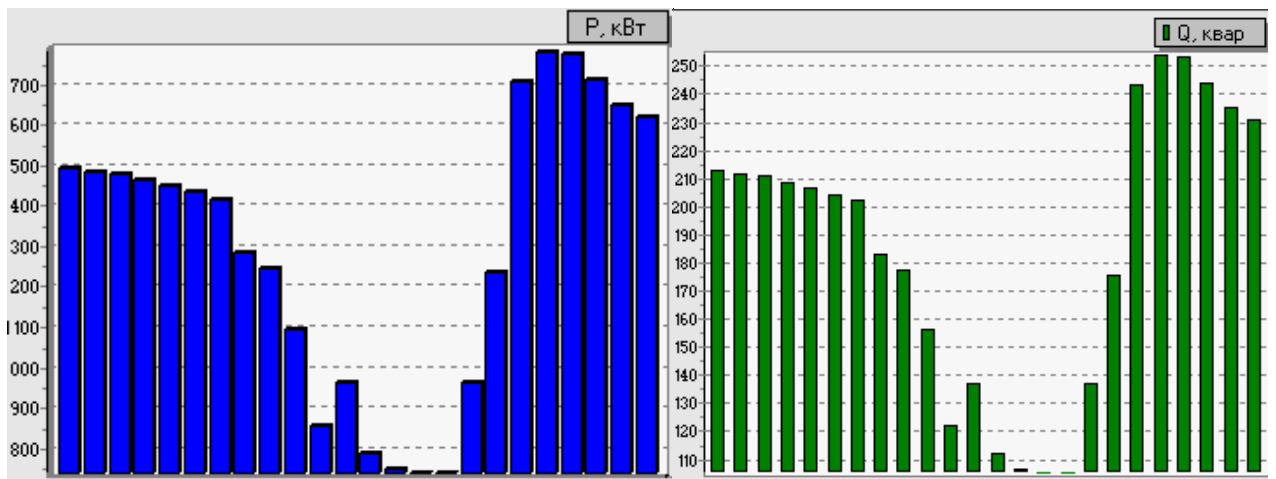


Рисунок 4.3 – Графіки навантаження по активній та реактивній потужності
ПС 110/10 «Бутівці» ф.№135

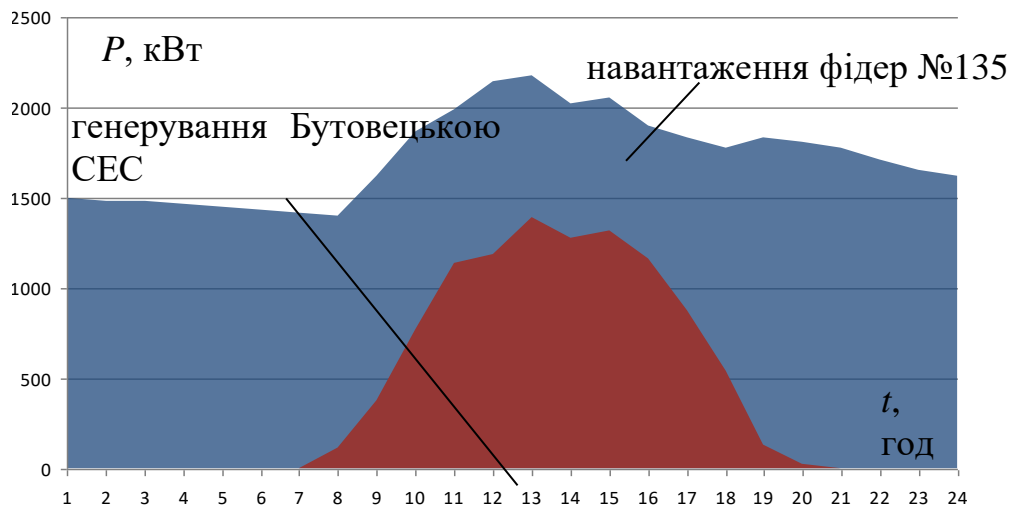


Рисунок 4.4 – Співвідношення графіків видачі потужності Бутовецькою СЕС та навантаження фідер №135 у режимі максимальних навантажень

Для розрахунку числового значення цільової функції використано тарифи на виробництво електроенергії Бутовецької СЕС відповідно до постанови НКРЕ № 1678 від 29.09.2016 «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств». Тарифи приведено у табл. 4.1.

Числове значення сумарного прибутку від експлуатації Бутовецької СЕС за добу приєднаної на паралельну роботу у Старокостянтинівських ЕМ можна записати таким чином:

$$\Pi_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^n u_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{\epsilon_i} \cdot T = 508,69 / 100 \cdot 1680 \cdot 0,8 \cdot 24 = 164083 (\text{грн.})$$

Таблиця 4.1 – «Зелені» тарифи на електричну енергію, вироблену суб'єктами господарювання на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії

№ з/п	Енергогенеруючі компанії Бутовецької СЕС	«Зелені» тарифи без ПДВ, коп/кВт·год
1	2	3
1	Бутовецька СЕС	508,69

Отже, була визначена сума загального прибутку за добу від експлуатації Бутовецької СЕС, приєднаної на паралельну роботу у Старокостянтинівських ЕМ, яка становить 164083 грн. «Зелені» тарифи а електричну енергію для об'єктів господарювання, що використовують альтернативні джерела енергії становлять 508,69 коп/кВт*год. Також, були дослідженні графіки навантаження по активній та реактивній потужностях та співвідношення графіків видачі потужності у режимі максимальних навантажень.

РОЗДІЛ 5

ВИЗНАЧЕННЯ ПО ОБ'ЄКТАХ ВАРТОСТІ БУДІВНИЦТВА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

У ТЕО прийняті рішення з реконструкції та технічного переоснащення існуючих РЕМ згідно вимог «Технічної політики...» на нових принципах і новій технічній базі з урахуванням необхідності забезпечення нормованого рівня надійності постачання електроенергії (потужності) споживачам у нормальному, аварійному і після аварійному режимах роботи електричних мереж відповідно до категорійності електроприймачів.

Вартості будівництва нових РЕМ 10 кВ з реконструкцією існуючих визначені згідно СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44 «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми».

Відповідно до ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 «Правила визначення вартості будівництва» у зв'язку з відсутністю укрупнених кошторисних нормативів для складання кошторисних розрахунків передбачено можливість (при виконання проектних робіт на початкових стадіях) застосування вартісних показників об'єктів - аналогів, а за їх відсутності допускається скласти кошторисні розрахунки з використанням укрупнених показників вартості будівництва – далі УПВБ.

Базис вартості будівництва об'єктів електричних мереж визначено на підставі таблиць наведених в СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011, а саме:

- таблиця 6.1. Опосередковані показники вартості будівництва вузлів ПС 110/35/10 (6), 110/10 (6) і 35/10 (6) кВ (у цінах станом на 01.04.10);

- таблиця 7.1. Опосередковані показники вартості будівництва РП 10(6) кВ, ЗТП 10(6)/0,4 кВ, КТП і ЩТП 10(6)/0,4 кВ (у цінах станом 01.04.15);

- таблиця 8.1. Опосередковані показники вартості будівництва ПЛ від 0,38 кВ до 110-150 кВ (у цінах станом 01.04.15);

- таблиця 9.1. Опосередковані показники вартості будівництва КЛ від 0,38 кВ до 35 кВ (у цінах станом 01.04.15);

- таблиця 10.1. Опосередковані показники вартості будівництва інших об'єктів електричних мереж (у цінах станом на 01.04.10).

Для приведення вартості будівництва до поточних цін (станом на 01.04.16) передбачено використання індексів цін на будівельно-монтажні роботи, індексів цін виробників промислової продукції та індексів споживчих цін до базового періоду. Вказані індекси зміни вартості прийняті за офіційними даними, що публікуються Мінрегіону України на офіційному веб сайті <http://www.minregion.gov.ua>, також дана інформація розповсюджується спеціалізованими виданнями, зокрема Збірником офіційних документів та роз'яснень «Ціноутворення у будівництві» (видає «НВФ «Інпроект») за відповідні періоди.

Розрахунки індексів станом на 01.04.10 до цін станом на 01.04.16:

Розраховані індекси зміни цін УПВБ по табл. 6.1. та табл. 10.1 станом на 01.04.10 до цін станом на 01.04.16 визначено на підставі даних наведених в листів Мінрегіону №21-20/381/0/6-11 від 18.01.11 та № 7/15-4830 від 25.04.16, множенням індексу зміни за період від 01.04.10 до 01.01.11 та індексу зміни за період від 01.01.11 до 01.04.16

– індекс цін на будівельно-монтажні роботи:

$$K_{\text{інф(бмр)}} = 1,06 \times 1,87 = 1,9822;$$

– індекс цін промислової продукції:

$$K_{\text{інф(обл)}} = 1,11 \times 2,27 = 2,5197$$

Індекси споживчих цін (інфляція) розраховані на підставі даних Державної служби статистики України, наведених в Збірниках офіційних документів та роз'яснень «Ціноутворення у будівництві» № 5, травень 2016, стор. 95:

– Індекс інфляції січень 2010 - грудень 2010 = 109,1 (9,1%), з даного показника розраховуємо посередній показник індексу інфляції квітень 2010 -

грудень 2010 за наступною формою = $1+0,091/12(\text{місяців в році}) * 8(\text{місяців до кінця року від квітня (включно)}) = 1,060667$;

– Індекс інфляції квітень 2010 - січень 2016 розраховано наступним чином:

– індекс інфляції квітень 2010 - грудень 2010 x індекс інфляції січень 2011 - грудень 2011 x індекс інфляції січень 2012 - грудень 2012 x індекс інфляції січень 2013 - грудень 2013 x індекс інфляції січень 2014 - грудень 2014 x індекс інфляції січень 2015 - грудень 2015 = $1,060667 \times 1,046 \times 0,998 \times 1,005 \times 1,249 \times 1,433 = 1,992$;

– Індекс інфляції квітень 2010 – квітень 2016 визначено множенням розрахованим індексом квітень 2010-січень 2016 на індекс січень 2016-квітень 2016 = $1,992 \times 1,051 = 2,0936$.

Розрахунки індексів станом на 01.04.15 до цін станом на 01.04.16:

Розраховані індекси зміни цін УПВБ по табл. 7.1., 8,1 та 9.1 станом на 01.04.15 до цін станом на 01.04.16 визначено на підставі даних наведених в листів Мінрегіону №7/15-12656 від 26.10.15 (з поясненням щодо застосування даних індекси змін станом на 01.01.16 – див. офіційний сайт Мінрегіону України) та № 7/15-4830 від 25.04.16, множенням індексу зміни за період від 01.04.15 до 01.01.16 та індексу зміни за період від 01.01.16 до 01.04.16:

– індекс цін на будівельно-монтажні роботи:

$$K_{\text{інф(бмр)}} = 1,04 \times 1,08 = 1,1232;$$

– індекс цін промислової продукції:

$$K_{\text{інф(обл)}} = 1,04 \times 1,08 = 1,1232;$$

Індекси споживчих цін (інфляція) розраховані на підставі даних Державної служби статистики України, наведених в Збірниках офіційних документів та роз'яснень «Ціноутворення у будівництві»:

№2, лютий 2016 стор. 111: індекс інфляції квітень 2015 – грудень 2015: $1,14 * 1,022 * 1,004 * 0,99 * 0,992 * 1,023 * 0,987 * 1,02 * 1,007 = 1,191403$;

№ 5, травень 2016, стор. 95: Індекс інфляції січень 2016- квітень 2016 = 1,051

Індекс інфляції квітень 2015 – квітень 2016 визначено множенням розрахованим індексом квітень 2015-грудень 2015 на індекс січень 2016-квітень 2016= $1,191403 \times 1,051 = 1,2522$.

Економічний розрахунок вартості будівництва СЕС із переведенням електропостачання на номінальну напругу 10 кВ виконано відповідно до вимог ГКД 340.000.001-95 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення» та ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи».

Критерієм порівняльної економічної ефективності реконструкції розподільної мережі є мінімум сумарних дисконтованих витрат

$$Z_{\text{дс}} \rightarrow \min$$

За умови залучення інвестицій протягом одного року сумарні дисконтовані витрати визначають за формулою 1:

$$Z_{\text{дс}} = \frac{B}{E} + K - L, \quad (5.1)$$

де B – витрати на експлуатацію та обслуговування електричної мережі та витрати на покриття втрат електричної енергії; K – капіталовкладення в реконструкцію електричної мережі; L – ліквідна вартість устаткування, що демонтують; $E = 0,1$ – норма дисконту.

У виразі (5.1) слід враховувати тільки ті вартісні показники, які відрізняються в порівнюваних варіантах реконструкції мережі. Так, наприклад, ліквідна вартість устаткування, яке буде демонтоване, для обох порівнюваних варіантів однакова і може бути виключена зі складу формули (1).

5.1 Розрахунок показників економічної ефективності будівництва сонячної електростанції

Розрахунок капіталовкладень в реконструкцію електричних мереж переведенням електропостачання на номінальну напругу 10 кВ наведено в таблиці 5.1. Капіталовкладення в реконструкцію повітряних та кабельних ліній

в порівнюваних варіантах реконструкції мережі не відрізняються та можуть бути виключені із розрахунку.

Таблиця 5.1 – Розрахунок капіталовкладень в будівництво сонячної електростанції

Назва обладнання	Кількість	Сумарна вартість (грн)
Полікристалічні сонячні панелі <u>YINGLI SOLAR YL 235 P-29b</u>	6600	46200000
Інвертори мережеві On-grid <u>SMA ST17000TL</u>	87	1947060
КТП 0,4/10 - 630 кВА	1	63800
КТП 0,4/10 - 400 кВА	3	175230
Комплект металоконструкцій для наземного монтажу сонячних панелей	171	130000
Інше		120000
Всього		48636090

Розрахунок щорічних витрат на сонячної електростанції наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок щорічних витрат на експлуатацію електричних мереж

Назва обладнання	Норма витрат %	Витрати, грн./рік
Полікристалічні сонячні панелі <u>YINGLI SOLAR YL 235 P-29b</u>	2,4	1108800
Інвертори мережеві On-grid <u>SMA ST17000TL</u>	2,4	46729,44
КТП 0,4/10 - 630 кВА	1,4	893,2
КТП 0,4/10 - 400 кВА	1,4	2453,22
Комплект металоконструкцій для наземного монтажу сонячних панелей	2,4	3120
Інше	1,2	1440
Всього		1163435,86

Розрахунок щорічних витрат на покриття втрат електричної енергії в електричній мережі здійснено за даними максимального тарифу для споживачів - юридичних осіб ПАТ «Хмельницькобленерго» 179,78 коп/кВт·год. Результати такого розрахунку наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Розрахунок щорічних витрат на покриття втрат електричної енергії

Показник	Витрати
Сумарні втрати потужності в режимі максимальних навантажень, кВт	54,2
Втрати електричної енергії, кВт·год/рік	45559968
Тариф на покриття втрат, коп/кВт·год	179,78
Витрати на покриття втрат, тис. грн/рік	45792,98

Розрахунок сумарних зведених дисконтованих витрат на реконструкцію електричної мережі з переведенням живлення на 10 кВ наведено в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Розрахунок сумарних зведених дисконтованих витрат

Показник	Витрати
Капіталовкладення, тис. грн	48636090
Витрати на експлуатацію, тис. грн/рік	1163435,86
Витрати на покриття втрат е/е, тис. грн/рік	45792,98
Сумарні щорічні витрати, тис. грн/рік	49881433,57
Сумарні дисконтовані витрати, тис. грн.	60728378,4

5.2 Розрахунок періоду повернення капіталовкладень в реконструкцію електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,68 МВт.

Розрахунок періоду повернення капіталовкладень в реконструкцію електричних мереж ПАТ «Хмельницькобленерго» із переведенням електропостачання виконано відповідно до вимог ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи».

Період повернення капіталу дорівнює року розрахункового періоду, після якого кумулятивна сума чистих грошових потоків переходить із від'ємної зони в додатну і визначається за виразом

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{T_n} \Pi_{\text{чт}} / (1 + E)^t = 0,$$

де $\Pi_{\text{чт}}$ – чистий прибуток в t -й рік розрахункового періоду.

На діаграмі рис. 5.1. проілюстровано розрахунок періоду повернення капіталовкладень для електричної мережі з урахуванням зростання об'ємів переданої електроенергії на перспективу 15 років та врахуванням динаміки зменшення витрат на покриття втрат електроенергії.

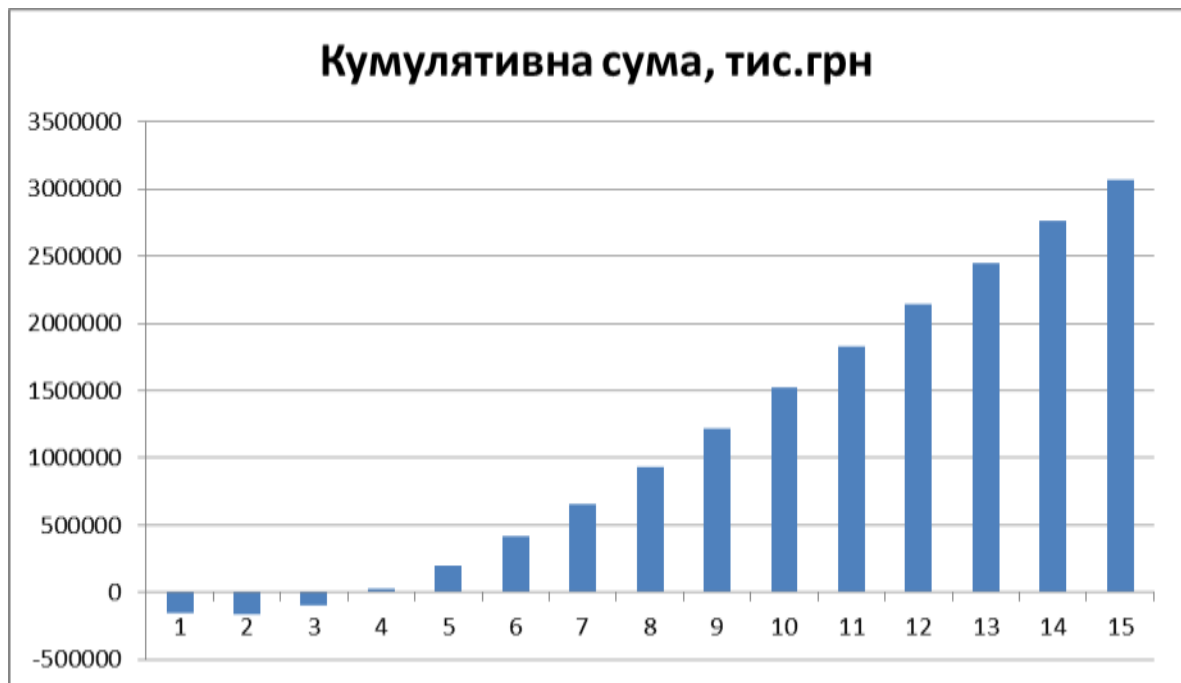


Рисунок 5.1 - Динаміка зміни кумулятивної суми чистих грошових потоків для варіанту реконструкції розподільної електричної мережі із переведенням живлення на номінальну напругу 10 кВ

Отже, з аналізу даної діаграми, наведеної на рисунку 5.1 видно, що період повернення капіталовкладень для електричної станції потужністю 1,7 МВт складає від 3 до 5 років залежно від об'ємів зростання електроспоживання та зменшення витрат на покриття втрат електроенергії за рахунок підвищення класу номінальної напруги. Тому дана електростанція є економічно вигідною, її будівництво принесе великі прибутки за відносно малі терміни.

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Удосконалення нормативної бази України з електробезпеки для персоналу електричних станцій та систем

Вибір Україною стратегічного курсу на інтеграцію до Європейського Союзу (ЄС) обумовлює нагальну потребу гармонізації національного законодавства до законодавства ЄС. Необхідність впровадження змін до чинного закону ґрунтується не тільки на орієнтації України в бік ЄС, а й на тому факті, що чинне законодавство та його принципи не завжди відповідають сучасним реаліям і фактично не забезпечують створення законодавчих засад цілковитої безпеки й захисту здоров'я працівників в умовах робочого середовища, адекватних ЄС. Так сучасний стан промислової безпеки та охорони праці на підприємствах, що перебувають у сфері управління Міненерговугілля України, не можна вважати задовільним. Коефіцієнт частоти нещасних випадків зі смертельними наслідками значно перевищує рівень європейських країн.

На перспективу до 2030 року в об'єднаній енергосистемі України буде зберігатися стратегія розвитку основних електричних мереж, згідно з якою функції передачі та розподілу електричної енергії для забезпечення паралельної роботи з енергосистемами інших країн залишаються за мережами 330 і 750 кВ. Проте стан магістральних електричних мереж з року в рік погіршується, більшість основного устаткування трансформаторних підстанцій вичерпали свій розрахунковий технічний ресурс, що потребує збільшення кількості проведення ремонтних робіт і, відповідно, призводить до підвищення ризику електротравматизму.

Оцінювання вказаного ризику передбачає основна директива Європейського Союзу 89/391/ЄЕС та підпорядковані їй спеціальні директиви з безпеки праці на робочих місцях (89/654/ЄЕС, 89/655/ЄЕС, 90/269/ЄЕС та ін.).

Сьогодні актуальним є: приведення нормативно-правової бази України в галузі охорони праці у відповідність до сучасних вимог законодавства ЄС з урахуванням оцінки ризиків електротравмування й захисту здоров'я працівників в умовах робочого середовища, формування на базі трьох чинних в Україні систем стандартів безпеки праці (міждержавної Системи стандартів безпеки праці (ССБП)), міждержавних без ССБП та державних стандартів безпеки з єдиною термінологічною і понятійною базами.

Мета дослідження. На основі комбінованого підходу розробити шляхи удосконалення нормативно-правових актів України з електробезпеки до європейського законодавства щодо захисту персоналу електричних станцій та систем від дії електричної енергії.

Результати теоретичних та експериментальних досліджень електромагнітного поля в електроустановках 330–750 кВ довели, що оцінювання електробезпеки перебування персоналу в електромагнітному полі електроустановок НВН за напруженістю електричного поля промислової частоти, відповідно діючих норм, неоднозначно визначають вибір захисних засобів (екранів і тому подібне) в неоднорідних полях, що характерно для відкритих розподільних установок НВН, при роботі на струмовідних частинах та поблизу заземлених конструкцій. Чинні в Україні стандарти, які гарантують безпеку праці людини в електричному полі промислової частоти, не враховують: імовірнісний та причинно-наслідковий характер електротравм, параметри конкретного працівника та взаємозв'язок з кількістю енергії, поглинутої його тілом.

Проведений аналіз відомих підходів та методів оцінювання ризику травматизму від дії небезпеки на людину, дозволив розробити класифікацію методів кількісного оцінювання ризику травматизму, що дало змогу запропонувати нову методологію оцінювання та аналізу ризику електротравматизму в електроустановках НВН для розв'язання задачі мінімізації ризику електротравматизму в електроустановках НВН за обраним шляхом.

Запропонована методологія, відповідно до, ґрунтується на новому – комбінованому підході, який дозволяє врахувати системний, ризик-орієнтовний та енергетичний (враховує значення гранично допустимої енергії, що поглинається тілом працівника, під час виконання робіт в електроустановках НВН) підходи та дає можливість розв’язувати задачі оцінювання та аналізу ризику електробезпеки з урахуванням обраної стратегії.

Застосування комбінованого підходу, відповідно до, стало теоретичним обґрунтуванням для удосконалення конкретних методів оцінювання ризику травматизму: логіко-графічних методів – «дерева подій» та «дерева відмов», методу «пробіт-функції», матричного методу «вірогідність небезпеки – збитки» і їх подальшого розвитку при розв’язуванні задач мінімізації ризику електротравматизму в електроустановках НВН що дало змогу авторам внести пропозиції щодо адаптуванні нормативно-правових актів України з електробезпеки до європейського і міжнародного законодавства.

Гармонізація стандартів потребує внесення змін в міждержавному ГОСТ 12.0.003–74 ССБП «Небезпечні і шкідливі виробничі фактори. Класифікація» в якому вказані лише «небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися крізь тіло людини» і нема згадки про шкідливу дію електричної енергії, яка пов’язує низку параметрів, від яких залежить ступінь електротравми.

Пропонується у ГОСТ 12.1.002–84 та ДСанПіН 3.3.6.096-2002, нормування гранично допустимого часу T , год. та напруженості електричного поля ПЧ E , кВ\м здійснювати з урахуванням встановленого значення гранично допустимої енергії за запропонованою залежністю та виразом відповідно (6.1):

$$t_{\text{дон.}} = \frac{200 \cdot k}{E^2}, \quad E = \sqrt{\frac{200 \cdot k}{T}} \quad (6.1)$$

де k – поправковий коефіцієнт, який враховує масу конкретної людини.

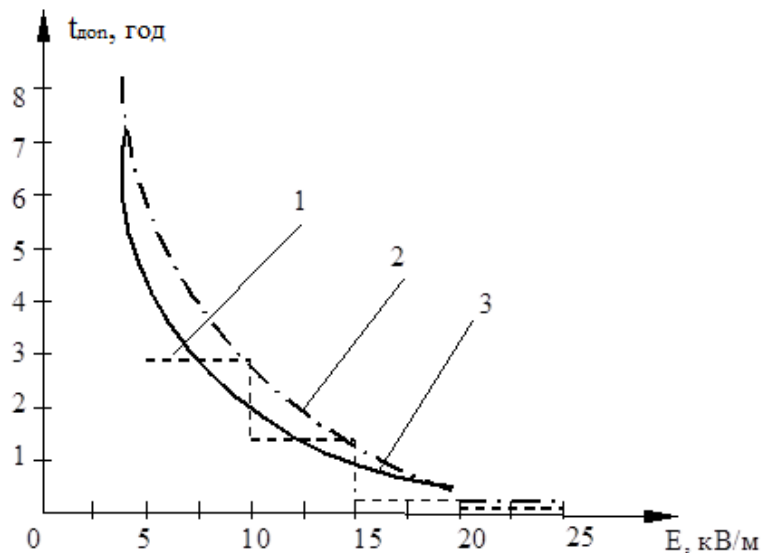


Рисунок 6.1 – Графіки залежностей допустимого часу перебування в електричному полі від напруженості ЕП ПЧ

На рис. 6.1 наведені залежності припустимого часу перебування в ЕП ПЧ від напруженості поля для ГОСТ 12.1.002-75 – крива 1, ГОСТ 12.1.002-84 та ДСанПіН 3.3.6.096-2002 – крива 2 та залежність, що пропонується, – крива 3.

З наведених залежностей (рис. 6.1) можна зробити висновок, що дотримання вимог щодо допустимого часу перебування людини під впливом електричного поля промислової частоти (ЕП ПЧ) у діапазоні від 10 до 15 кВ/м зменшує ризик професійно обумовленого захворювання для електротехнічного персоналу, що перебуває в зоні дії електричного поля електроустановок НВН, на відміну від норм, що діють на даний час в Україні.

У нормативних документах з електробезпеки персоналу від дії ЕП ПЧ при встановленні допустимих діючих значень струмів промислової частоти та часу його дії для тіла працівника середньої маси, що обслуговує або виконує роботи в електроустановках НВН, авторами пропонується використовувати отриману залежність (6.2) між допустимим дійсним значенням струму промислової частоти $I_{h,дон.}$, мА, що протікає по тілу людини, часом його дії та дійсним значенням напруги дотику $U_{дон.}$, В з урахуванням маси реальної людини та значення допустимої енергії.

$$I_{h,дон.} = \frac{0,36k}{U_{дон.} \cdot t}, \quad (6.2)$$

де t – тривалість дії електричного струму на людину, *сек.*

Запропоновано розробити та ввести в дію стандарти, щодо оцінювання ризиків електротравматизму та професійно обумовленого захворювання працівників електроустановок НВН від дії ЕП ПЧ. Оцінювання зв'язків технологічних параметрів електробезпеки з ймовірністю ризику електротравматизму R , % від дії електричної енергії пропонується проводити за отриманим, відповідно до, виразом пробіт-функції (6.3):

$$R = 2,5 + 0,7 \cdot \ln(W_{h.}/W_{h.don.}). \quad (6.3)$$

Отриманий вираз (6.3) дозволяє обчислювати значення ймовірності щодо загрози безпеки людини від дії електричної енергії. Запропоновані результати розрахунків ймовірності загрози здоров'ю працівника від дії електромагнітного поля ПЧ, тобто ступінь перевищення допустимого рівня електричної енергії (разів), наведені у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Приклад оцінювання ймовірності реалізації загрози від дії електричної енергії з урахуванням гігієнічної класифікації праці та за запропонованим виразом пробіт-функції

Фактор виробничого середовища	Клас умов праці					
	Допустимий 2	Шкідливий 3				Небезпечний 4
		1 ступінь 3.1	2 ступінь 3.2	3 ступінь 3.3	4 ступінь 3.4	
	Клас умов праці за методикою, що пропонується					
Електрична енергія ПЧ (50 Гц)	≤ ГДР	1,1–3,0	3,1–5,0	5,1–10,0	10,1–40	>40
	ймовірність реалізації загрози	0,0007-0,04	0,041-0,083	0,084-0,2	0,21-0,53	0,54-1

З табл. 6.1 видно, що величина ризику, яка визначається за пробіт-функцією, змінюється від 0 до 1. Зіставлення рівнів наслідків та ймовірностей з відомими з практики наслідками дозволяє запропонувати ймовірнісний опис класів (категорій) за професійно обумовленого ризику для здоров'я персоналу від дії електричної енергії: перший клас (умови праці оптимальні) – ризик відсутній; другий клас (умови праці допустимі) – припустимий ризик; третій

клас (шкідливі умови праці) – ступені: 3.1 – дуже малий ризик; 3.2 – малий ризик; 3.3 – середній ризик; 3.4 – високий ризик; четвертий клас (умови праці небезпечні) – занадто високий ризик.

За значенням ризику професійного захворювання від дії електричної енергії ПЧ за табл.6.1 можна передбачати черговість та час проведення заходів щодо його зниження. З урахуванням теоретичних досліджень запропоновано при занадто великих, високих та середніх значеннях ризику електротравматизму та професійно обумовленого захворювання від дії ЕП ПЧ (0,084 – 1) проводити моніторинг стану електробезпеки.

Оцінювання ризику професійного захворювання від дії ЕП ПЧ за полягає у визначенні величини та міри ризику в залежності від, яких повинні передбачатися черговість та час проведення заходів та дій щодо зниження ризику виникнення електротравми та професійно обумовленого захворювання. Так при занадто великих значеннях ризику електротравматизму та професійно обумовленого захворювання 0,54-1 повинно проводитися постійний моніторинг стану безпеки та передбачатися негайне зменшення ризику. Прикладом практичної реалізації такого рішення в електроустановках НВН, відповідно до , є спосіб забезпечення електробезпеки при виконанні робіт на струмопровідних частинах електроустановок надвисоких класів напруги. При значеннях високого 0,21-0,53 та середнього 0,084-0,2 ризиків бажано також проводити постійний контроль стану безпеки, зменшення ризику обов'язкове в короткий термін. При малих 0,041-0,083 та дуже малих значеннях ризику 0,0007-0,04 вимагатиметься його зниження до припустимого в установлений термін і при низьких значеннях спеціальні заходи щодо зниження ризику не потрібні але його все ж потрібно контролювати для працівників певної групи (інваліди та ін.), що потребують додаткового захисту.

В нашій країні слід активізувати роботу з узгодження вимог, законів та нормативноправових актів у відповідності директивам ЄС. Розроблені авторами на основі комбінованого підходу пропозиції по удосконалення нормативної бази України з електробезпеки дають змогу враховувати ризик

електротравматизму персоналу електричних станцій та систем НВН від дії електричної енергії, обґрунтовувати заходи щодо його мінімізації та адаптувати вимоги нормативноправових актів з електробезпеки України у відповідності з директивами ЄС.

6.2 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

У разі виникнення надзвичайної ситуації на СЕС, суб'єкти електроенергетики зобов'язані діяти відповідно до стандартів операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України та виконувати оперативні команди та розпорядження суб'єкта господарської діяльності, що здійснює диспетчерське (оперативно – технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України. Електроенергетика є однією з базових галузей економіки України й одною з декількох природних монополій. Наявний виробничий потенціал повністю забезпечує тепловою й електричною енергією промислові підприємства й населення України.

Розглянемо безпеку роботи електричної частини сонячної електростанції в умовах дії іонізуючих випромінювань і електромагнітного імпульсу.

Серед потенційно небезпечних виробництв особливе місце посідають радіаційно-небезпечні об'єкти. Вони являють небезпеку для людей навколишнього природного середовища, ЕОМ, електрообладнання. Радіоактивне випромінювання діючи на матеріали і елементи сонячної станції приводить до суттєвих змін в роботі. Дія іонізуючих випромінювань залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи опромінюваної речовини та умов навколишнього середовища.

Елементи сонячної електростанції (фотогальванічні панелі, інвертори, силові трансформатори, вимикачі, трансформатори струму і напруги, обмежувачі перенапрг, роз'єднувачі та запобіжники) по різному реагують на

іонізуючі випромінювання. Найбільш чутливі до радіації метали, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Конструювання СЕС стійкої до іонізуючого опромінення, передбачає вибір матеріалів та елементної бази, а також конструктивних рішень, які зменшують вплив радіації. В елементах СЕС радіація викликає оборотні і необоротні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів СЕС, що призводить до пошкодження апаратури.

Електромагнітний імпульс діє на електронні прилади і являє собою велику небезпеку для електронної апаратури. Оскільки електричні установки сонячної електростанції включають в себе електронні прилади, релейний захист, систему сигналізації та ін., то електромагнітний імпульс безпосередньо є небезпечним для елементів СЕС. Слід пам'ятати про те, що захист електричних елементів станції від механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Дані елементи можуть вийти з ладу, знаходячись в надійно захищених спорудах, або на досить значній відстані.

6.2.1 Дослідження безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції при дії іонізуючих випромінювань

Критерієм оцінки безпеки роботи об'єкта в умовах дії іонізуючих випромінювань є максимальне значення експозиційної дози або потужності дози, що може викликати зміни параметрів елементної бази розподільчого пункту з порушенням роботи системи.

Експлуатаційний термін елементної бази $-1_k = 10$ років = 87600 год.

Елементи, від яких залежить функціонування СЕС є запобіжники, трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, обмежувачі перенапруг, інвертори.

$D_{гр} = 10^4$ Р – доза гамма-випромінювання для обладнання СЕС (таблиця 6.2).

Максимально допустимий рівень радіації на об'єкті:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_{1\max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, [P] \quad (6.5)$$

$$P_{1\max} = \frac{D_{зр} \cdot K_{носл}}{2 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}, [P/\text{ГОД}] \quad (6.6)$$

$$P_{1\max} = \frac{10^4 \cdot 3}{2 \cdot (\sqrt{86000} - \sqrt{1})} = 50,8, (P/\text{ГОД}) \quad (6.7)$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА за наступною формулою

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{носл} + 2 \cdot P_{1\max} \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_{1\max}} \right)^2, [\text{ГОД}] \quad (6.8)$$

$$t_{дон.пр} = \left(\frac{10^4 \cdot 3 + 2 \cdot 50,8 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 50,8} \right)^2 = 87697574(\text{год}).$$

Таблиця 6.2 – Граничні значення експозиційних доз.

№	ЕМ	Частини системи	Елементи	$D_{зр}, [P]$	$D_{зр}, [P]$
1	Основна частина СЕС	Панелі	Фотогальванічна панель YINGHSOLAR YL	10^5	10^4
		Трансформаторні підстанції	Інвертор SMA ST1700TL	10^4	
			Силовий трансформатор 400 кВА	10^7	
			Силовий трансформатор 630 кВА	10^7	
2	Розподільчий пристрій	Ввідна комірка	Вимикач VD-4	10^6	10^5
			Обмежувач перенапруг ОПН-РТ/TEL	10^5	

Електрична частина сонячної електростанції буде працювати безпечно в умовах дії іонізуючого випромінювання при $P_1 < 50,8 \text{ Р/год}$. Отже, допустимий час стійкості роботи СЕС в заданих умовах становить 87697574 год.

6.2.2 Дослідження безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу.

У нашому випадку: напруга живлення: $U_{ж}=360\pm 5\% \text{ В}$ та $U_{ж}=220\pm 5\% \text{ В}$, коефіцієнт безпеки для всіх ділянок : $K_{бг} = 40$.

В зв'язку з тим, що окремі елементи цих систем можуть мати різні значення коефіцієнтів безпеки, безпека роботи системи в цілому визначається мінімальним значенням коефіцієнта безпеки.

За критерієм безпеки роботи СЕС в цих умовах приймається коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}} [\text{дБ}]; \quad (6.9)$$

Де U_d – допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{В(\Gamma)}$ – напруги наведені у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних системах, В.

Оцінку безпеки роботи проводимо в наступній послідовності:

Максимальну довжину горизонтальних та вертикальних струмопровідних частинах: $I_{г1} = 3,6 \text{ м}$, $I_{г1} = 5,4 \text{ м}$, $I_{г2} = 3,2 \text{ м}$, $I_{г2} = 5 \text{ м}$.

Допустиме коливання напруги живлення дорівнює:

$$U_{дон} = U_{жс} + \frac{U_{жс}}{100} \cdot N [B], \quad (6.10)$$

$$U_{д1} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 (B).$$

$$U_{д1} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 (B).$$

Визначаємо напругу наведену у вертикальних струмопровідних частинах:

$$K_{БГ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}}, [\text{дБ}]; \quad (6.11)$$

$$U_{В} = U_{д} / 10^{0,05 \cdot 40}, (В);$$

$$U_{В} = 399 / 10^{0,05 \cdot 40}, (В);$$

$$U_{В1} = 3,99 (В);$$

$$U_{В2} = 2,31 (В).$$

Визначимо горизонтальну складову напруженості електричного поля $E_{Г}$ з формулами:

$$U_{В} = E_{Г} \cdot l_{В} [В] \quad (6.12)$$

де $l_{В}$ – максимальна довжина струмоведучих частин, м.

Тоді:

$$E_{Г1} = \frac{U_{Г1}}{l_{Г1}} = \frac{3,99}{5,4} = 0,73 (В/м) ,$$

$$E_{Г2} = \frac{U_{Г2}}{l_{Г2}} = \frac{2,31}{5} = 0,462 (В/м) ,$$

Вертикальна складова напруженості електромагнітного поля $E_{В}$ визначається з формули:

$$E_{Г} = 10^{-3} \cdot E_{В} (В/м) , \quad (6.13)$$

Звідки

$$E_{e1} = \frac{U_{e1}}{10^{-3}} = \frac{0,73}{10^{-3}} = 730 (В/м) ,$$

$$E_{e2} = \frac{U_{e2}}{10^{-3}} = \frac{0,462}{10^{-3}} = 462 (В/м) ,$$

Обладнання буде стабільно працювати при умові, що вертикальна і горизонтальна складові напруженості електромагнітного поля для $U_{ж} = 380В$ не будуть перевищувати значень $E_{в1} = 730 В/м$ і $E_{г1} = 0,73 В/м$, а для $U_{ж} = 220В$ - $E_{в1} = 462 В/м$ і $E_{г1} = 0,462 В/м$.

Для підвищення стійкості необхідно використовувати екранування.

6.2.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції в умовах надзвичайних ситуацій.

Для захисту апаратури від іонізуючих випромінювань застосовуються різної конструкції екрани і кожухи. Найважливіші вимоги до матеріалів, з яких виготовляють захисні пристрої такі, до складу матеріалів яких повинні входити елементи з великою атомною масою; захисні матеріали повинні включати легкі елементи.

Для підвищення безпеки роботи електрообладнання в умовах дії електромагнітних випромінювань застосовують: раціональне просторове розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМП функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних рішень.

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5.2\sqrt{15000}} \text{ [см]}; \quad (6.14)$$

$$t_1 = \frac{58,9}{5,2\sqrt{15000}} = 0,14 \text{ (см)} .$$

Отже, безпечна робота СЕС в умовах дії ЕМП буде забезпечена, при $t \geq 1,14$ мм.

Висновок: Отже, елементи сонячної електростанції стійкі в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи в заданих умовах становить 87697574 год., при $P_1 < 50,8$ Р/год. Можлива доза опромінення елементів не перевищує допустиму, а отже знаходиться в межах норми. Для підвищення безпеки роботи електричної частини сонячної електростанції було використано екранування, з екраном не менше 1мм.

При оцінці роботи даної СЕС в умовах електромагнітного імпульсу було розглянуто два блоки: основна частина СЕС і розподільчий пристрій. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерій стійкості. Провівши цей аналіз можна сказати, що для його захисту слід застосовувати екранування. В якості матеріалу для екранування було вибрано сталь, товщина стінки екрану становить не менше 0,1 см.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто електричну частину сонячної електростанції потужністю 1,7 МВт та оптимізація її функціонування в електричній мережі.

Основні результати досліджень є такими:

1. Оскільки збільшення кількості ВДЕ призводить до загострення технічних проблем з організації їх паралельної роботи в енергосистемі – забезпечення стійкості роботи, якості електроенергії, організації диспетчерського керування, у тому числі контролю відокремлення ВДЕ від енергосистеми, синхронізації ВДЕ з енергосистемою, то постає задача розробки єдиного стандарту. Цей стандарт буде регламентувати під'єднання на паралельну роботу ВДЕ в Україні з урахуванням стратегії розвитку електричних мереж та перспектив впровадження технологій концепції Smart Grid у національну електричну мережу. Перехід до єдиного стандарту розширить можливості застосування РДЕ та можливості споживачів, а також покращить взаємодію всіх суб'єктів енергосистеми в режимі реального часу.

2. Аналіз досвіду розв'язання ряду задач оптимізації локальних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії різних країн дозволив виконати систематизацію розглянутих задач та дослідити можливості їх комплексного застосування для оптимізації режимів локальних електричних систем. У якості критеріїв оптимізації режимів ЛЕС доцільно використовувати максимум прибутку від виробленої електричної енергії СЕС, з урахуванням їх впливу на роботу ЕМ.

3. Важливим в досягненні ефективного використання СЕС є правильний вибір конфігурації схем під'єднання в електричній мережі. Оптимізація схеми приєднання відновлюваних джерел електроенергії до електричної мережі зі співмірною сукупною потужністю навантаження повинна здійснюватися за

результатами аналізу додаткових втрат потужності від генерування сесприєднаних на паралельну роботу у ЛЕС.

4. В результаті виконання проектування Бутовецької СЕС та приєднання її до Старокостянтинівської розподільної електричної мережі визначено, що оптимальним є приєднання до фідера №135 Бутовецької підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до збільшення втрат потужності та погіршення якості напруги, що суперечить умовам видачі електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відновлювана енергетика XXI століття: X міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 396 с.
2. Відновлювана енергетика XXI століття: XI міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 405 с.
3. R. W. Wies, R. A. Johnson, J. Aspnes. Design of an energy efficient standalone distributed generation system employing renewable energy sources and smart grid technology // Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-8.
4. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7. – ISSN 1727-9895.
5. A. Kim, H. Seo, G. Kim, M. Park, I. Yu, Y. Otsuki, J. Tamura, S. Kim, K. Sim, K. Seong. Operating characteristic analysis of hts smes for frequency stabilization of dispersed power generation system // IEEE Transmitting On Applied Superconductivity. – 2010. – Vol. 20. – № 3. – P. 1334-1338.
6. Sharat Ranjan. Decentralised power generation and distribution // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147-155.
7. Taro Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices // IEEE Transactions on Power and Energy. – 2006. – Vol. 126. – № 3. – P. 347-358.
8. B. Mahdad, K. Srairi and T. Bouktir. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt facts using ga/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – Vol. 4. – № 1. – P. 1-12.

9. H. Hatta, S. Uemura and H. Kobayashi. Cooperative control of distribution system with customer equipments to reduce reverse power flow from distributed generation // Proceedings of IEEE Power&Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-6.

10. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцьок, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – №6. – С. 47–51.

11. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011. – С. 48–55. – ISSN 1727-9895.

12. Кириленко А. В. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 3–10.

13. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

14. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс).
Режим доступу: http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal

15. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.

16. National Institute of Standards and Technology, Standards Identified for Inclusion in the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0, September. 2009, [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.nist.gov/smartgrid/standards.html>.

17. IEEE standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE 1547, 2003.
18. Survey of Studies and Analysis Tools Used for Assessment of Distributed Generation Integration in Canadian Distribution Systems. Report - CETC 2006-070 (TR). April 2006.
19. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж. Постанова НКРЕ №1137 від 14.12.2005.
20. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
21. Лежнюк П. Д. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, В. О. Хоменко // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2011. – №1. – С. 104–108.
22. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commission 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.
23. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.
24. Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, “Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
25. Andrew Keane, Mark O’Malley “Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005.
26. N. S. Rau and Y.-H. Wan, Optimum location of resources in distributed planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.

27. Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir “An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.

28. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam “ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems”, PowerTech, pp. 555-560, 2007.

29. Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.

30. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, “Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization”, IEEE, 2011.

31. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison “Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.

32. Nikhil K. Ardesna, Badrul H. Chowdhury, “Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation”, IEEE, pp. 1-8, 2010.

33. C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement, International Journal of Power and Energy Systems, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.

34. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi “A Particle Swarm Optimization for Siting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses”.

35. Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua “Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved”.

36. Методичні вказівки до виконання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей / Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.

37. Бурикін О.Б. Оптимальне керування взаємовпливом електричних мереж енергосистем з урахуванням змінних параметрів // О.Б. Бурикін, В.О. Лесько, В.В. Видмиш, С.В. Гуцол / Збірник наукових праць ДонНТУ. – 2013 с.56-60.

38. Лисюк М. О. Концептуальні засади програми поліпшення стану безпеки, гігієни праці та виробничого середовища на 2006-2010 роки / М. О. Лисюк, В. М. Репін // Інформаційний бюлетень з охорони праці. – 2005. – №1. – С.29-40.

39. Фандеєв Олександр. Охорона праці ... Під напругою / Фандеєв Олександр // Охорона праці – 2012. – № 10. – С. 10 – 11.

40. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. – 145 с. zakon. rada. gov. Ua

41. Кульматицкий О. И. Безопасность линий электропередачи / О. И. Кульматицкий, В. М. Кутин. – К. : Техника, 1991. – 112 с.

42. Измеров Н. Ф. Физические факторы производственной и природной среды. Гигиеническая оценка и контроль : учебное пособие / Измеров Н. Ф. , Суворов Г. А. // – М. : Медицина, 2003. – 560 с.

43. Исследование электрического поля линий и подстанций сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока. Сборник научных трудов. / [Л. С. Перельман, Н. Н. Тиходеев, Ю. А. Морозов и др.] – Л. : Энергоатомиздат, НИИПТ, 1985. – 104 с.

44. Бондаренко Є. А. Методи аналізу та оцінювання ризику електротравматизму / Бондаренко Є. А. // Вісник Вінницького політехнічного інституту – 2013. – № 2. – С. 52-56.

45. Bondarenko Y. A. Evaluation of the risk of occupation a diseases caused by electromagnetic field generated by extra-high voltage electric installations // Yevgeni

A. Bondarenko, Vasyl M. Kutin, Maryna V. Kutina, Assel Mussabekova, Konrad Gromaszek // SMAILOVA3PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, R. 93 NR 5 – 2017.– P. 118–121.

46. Бондаренко Є. А. Методика нормування допустимого часу перебування людини в електричному полі промислової частоти / Бондаренко Є. А.// Стандартизація, сертифікація, якість. – Харків : ДП «Укр. НД НЦ» – 2012. – № 5 – С. 26-28.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

Погоджено

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

(підпис)

" " _____ 2019 р.

" " _____ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Електрична частина сонячної електростанції потужністю 1,7 МВт та
дослідження її впливу на режими роботи електричної мережі**
08-13.МКР.001.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., доцент

_____ Леонтєв В.О.

(підпис)

Магістрант групи ЕС-18м

_____ Ковальчук Т.В.

(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Призначення об'єкту і галузь використання

Електрична мережа 110/10 кВ включає в себе підстанцію „Бутівці” призначену для розподілу потужності у локальній мережі. До підстанції приєднано фідер №135.

2. Склад об'єкту

До складу електричної мережі 110/10 кВ входить сонячна електрична станція «Бутовецька СЕС» потужністю 1700 кВт.

3. Умови експлуатації

Експлуатація електричної мережі 110/10 кВ здійснюється в складі електричної системи 110/35/10 кВ, яка підпорядкована ПАТ «Хмельницькобленерго». Район з ожеледі приймається – 3 - й. Час втрат $\tau = 4000$ год/рік. Фідер ф.135 на підстанції „Бутівці” працюють без компенсації реактивної потужності.

4. Технічне завдання

Для вказаної схеми електричної мережі задані умови функціонування та графіки навантаження для типової літньої доби. Для проекрованої СЕС необхідно вибрати умови оптимального приєднання до існуючої мережі.

5. Елементна база

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання, панелі сонячних електростанцій і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проєктованих підстанцій комплектуються вимикачами.

6. Показники технологічності

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у ПАТ «Хмельницькобленерго».

7. Технічне обслуговування і ремонт

Технічне обслуговування і ремонт існуючої електричної мережі 110/35 кВ і нових об'єктів проводиться відповідними службами ПАТ «Хмельницькобленерго», а саме Старокостянтинівським РЕМ.

8. Живлення об'єкту

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 110 кВ.

9. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до МКР українською та іноземною мовами.

10. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

11. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

12. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)

Відсутні.

ДОДАТОК Б

Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи

Завідувач кафедри

(назва кафедри)

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Науковий керівник

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Рецензент

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Магістрант

(підпис)

(група, П.І.П.)

Науковий консультант

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)