

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**ВПЛИВ ГЕОГРАФІЧНО РОЗПОДІЛЕНИХ
ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ВТРАТИ В
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Виконав(ла): студент 6 курсу, групи ЕЕмз
спеціальності 141

«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

(підпис) **Марчук П.П.**
(прізвище та ініціали)

Керівник (підпис) **Філюк Я.О.**
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль (підпис) **Вакуленко О.О.**
(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри (підпис) **Тарасенко М.Г.**
(прізвище та ініціали)

Рецензент (підпис) **Габрусєв Г.В.**
(прізвище та ініціали)

Тернопіль 2020

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

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
« 02 » вересня 2020 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Марчуку Павлові Павловичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Вплив географічно розподілених відновлювальних джерел енергії на втрати в електричних мережах

Керівник роботи Філюк Ярослав Олександрович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 01 » вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи грудень 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Удосконалити розрахункову математичну модель, яка базується на аналізі чутливості і втрат потужності в електромережі. Провести моделювання мережі з підключеними сонячними фотоелектричними установками. Проаналізувати вплив інтеграції відновлювальних джерел енергії при різних рівнях інжектування генерованої енергії.

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 2 вересня 2020 року**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.08.2020	
2	Аналітичний розділ	15.09.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.10.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.11.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.12.2020	
6	Висновки	01.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	05.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	10.12.2020	

Студент

(підпис)

Марчук П.П.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Філюк Я.О.

(прізвище та ініціали)

Реферат

Марчук П.П. Вплив географічно розподілених відновлювальних джерел енергії на втрати в електричних мережах.

Стор. - 70; рис. - 27; табл. - 9; креслень - ___; джерел - 19; додатків - 0.

Метою кваліфікаційної роботи було дослідити вплив інтеграції сонячних фотоелектричних установок до існуючої розподільчої мережі.

У першому розділі дається огляд літератури та теоретичної бази теми. Це також пояснює деякі концепції розуміння проблеми та деякі очікувані результати інтеграції сонячної фотоелектричної енергії.

В другому розділі удосконалено методику, яка базується на аналізі чутливості втрат потужності в електромережі і дозволяє однозначно характеризувати доцільність приєднання розподілених джерел енергії в обраних вузлах, виходячи з технічної ефективності експлуатації розподільних мереж, а також мінімізації втрат електроенергії при її транспортуванні. Також описується метод моделювання мережі, що вивчаються і представлено моделі, побудовані в програмному середовищі.

У третьому розділі представлені результати моделювання для звичайного випадку та з інтегрованою сонячною енергією. Представлено вплив з точки зору результатів інтеграції сонячної фотоелектричної енергії та моделювання сценаріїв рівня інжектування сонячної фотоелектричної енергії (0%, 30%, 60% та 90%).

Ключові слова: Система електропостачання, електромережа, сонячна енергія, втрати потужності.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Аналіз параметрів якості електроенергії в мережі	9
1.2. Вплив розподіленої генерації на параметри аварійних режимів	11
1.3. Вплив розподіленої генерації на роботу систем захисту і автоматики і координацію пристроїв	16
1.4. Висновки до розділу	18
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	19
2.1. Визначення потенційних місць приєднання розподілених джерел енергії до розподільних електричних мереж	19
2.2. Загальний підхід до оцінки електромережі	24
2.3. Загальний підхід до оцінки інтеграція сонячної енергії	26
2.4. Стабільність напруги при інтеграція сонячної енергії в мережу	29
2.5. Аналіз і моделювання досліджуваної мережі	32
2.6. Висновки до розділу	36
3 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	38
3.1. Моделювання роботи електромережі приватного сектора	38
3.1.1. Величина і спад напруги досліджуваної ділянки електромережі	38
3.1.2. Якість і стабільність напруги в електромережі	41
3.2. Вплив інтеграції сонячних установок на електромережу	42
3.2.1. Вплив сонячної енергії на рівень та спад напруги	45
3.3. Висновки до розділу	52
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	54
4.1. ОХОРОНА ПРАЦІ	54
4.1.1. Заходи безпеки при обслуговуванні електроустановок	54
4.1.2. Вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок	57
4.2. БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	59
4.2.1. Захист електротехнічних систем та електронної апаратури від	59

пошкоджень, які викликані електромагнітним імпульсом ядерного вибуху	
4.2.2. Дія електричного струму на людину. Перша допомога при електротравмах	62
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	69

ВСТУП

Актуальність теми роботи. На даний час великий інтерес представляє сонячна енергетична установка, яка працює не так, як звичайні генеруючі установки, і наслідки для існуючої електромережі повинні бути повністю досліджені, перш ніж відбудеться значна інтеграція до будь-якої системи розподілу або передачі в енергомережі. Сонячна фотоелектрична установка може працювати ізольовано або підключена до електромережі. При підключенні до електромережі умови роботи мережі змінюються як позитивно, так і негативно. У сільських, міських та міських районах по всьому світу відбувається швидке збільшення сонячної фотоелектричної енергії, підключеної до мережі. Це має надати можливість сонячним фотоелектричним системам постачати генеровану енергію локально та в інші місця через існуючу електромережу. Ця інтеграція сонячної фотоелектричної енергії може призвести до вдосконалення мереж або може мати негативний вплив на параметри стійкої роботи системи.

Інтеграція сонячної фотоелектричної енергії може вплинути на надійність активної та реактивної потужності через зміни генерування електроенергії, що, в свою чергу, може вплинути на профіль напруги, стабільність напруги та захист електромережі, після інтеграції сонячної фотоелектричної енергії.

Таким чином, **актуальність даної роботи** визначається дослідженням впливу інтеграції сонячної фотоелектричної енергії на стійкість, чутливості і втрати потужності в електромережі.

Мета і завдання роботи: є підвищення ефективності функціонування електричних мереж, в тому числі при інтеграції сонячних фотоелектричних установок, за рахунок зниження втрат потужності.

Для досягнення поставленої мети в даній роботі необхідно вирішити наступні завдання:

1. Удосконалити розрахункову математичну модель, яка базується на аналізі чутливості і втрат потужності в електромережі.
2. Провести моделювання електромережі з підключеними сонячними

фотоелектричними установками.

3. Проаналізувати вплив інтеграції сонячних фотоелектричних установок при різних рівнях інжектування фотоелектричної енергії (0%, 30%, 60% та 90%).

Об'єкт дослідження: електромережа до яких підключені сонячна фотоелектричні установи.

Предмет дослідження: Техніко-енергетичні характеристики відносних втрат потужності у електромережі в тому числі при інтеграції сонячних фотоелектричних установок.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Удосконалено методику, яка базується на аналізі чутливості, втрат потужності в електромережі і дозволяє однозначно охарактеризувати доцільність приєднання розподілених джерел енергії в обраних вузлах, виходячи з технічної ефективності експлуатації розподільних мереж, а також мінімізації втрат електроенергії при її передаванні.

2. Запропоновано методику, що дозволяє мінімізувати втрати потужності і вибрати оптимальні параметри джерел географічно розподіленої генерації, яка підключається в електричну мережу в заданих точках або визначити оптимальні точки приєднання до мережі.

Практична цінність результатів дослідження:

1. Розроблено модель електромережі для звичайного випадку та з інтегрованою сонячною енергією, яка дозволяє моделювати різні випадки інжектування сонячної фотоелектричної енергії.

2. Запропоновано методи зниження втрат потужності, які дозволяють значно підвищити рівень енергоефективності електричних мереж.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні положення роботи і її результати доповідалися на IX Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (Тернопіль, 2020 р.)

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, 4 розділів, висновків та переліку посилань.

1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1. Аналіз параметрів якості електроенергії в мережі

Згідно з дослідженнями в [1], [2] і [7], інтеграція сонячних фотоелектричних елементів в існуючу мережу, ймовірно, вплине на рівень і профіль напруги. У дослідженнях, представлених в [1] і [2], була зроблена спроба встановити вплив на напругу і визначити максимальну розподілену генерацію фотоелектричної енергії в розподільних мережах. У дослідженнях були розглянуті три мережі, які показали збільшення наростання напруги на шині. З трьох мереж в двох відбулося підвищення напруги, але без порушення напруги, а в одній з мереж виникло перенапруження на деяких шинах. Крім того, дослідження в [2] показали, що рівень і профіль напруги не є вирішальним фактором при визначенні максимального рівня інжектування енергії. Інші параметри, наприклад, навантаження і втрати в лінії, слід аналізувати разом з рівнем і профілем напруги при визначенні пропускну здатності мережі. Крім того, в дослідження [8], [9] і [10] представили проблеми, пов'язані з інтеграцією фотоелектричних елементів в мережу. Однією з проблем інтеграції фотоелектричних систем, обговорюваних в статтях, було рівень і профіль напруги. Інтеграція може викликати збільшення рівня і профілю напруги, але це залежить від конфігурації мережі і від джерела основного живлення. Згідно [11] і [12], фідери далеко від основного джерела живлення відчувають більш низьку напругу. В цьому випадку інтеграція фотоелектричних елементів покращує профіль напруги вздовж фідерів.

Втрати і лінійне навантаження - дуже важливі параметри енергосистеми. Інтеграція фотоелектричної енергії в мережу може змінити два параметри. Лінії передачі та фідери мають межу, до якого вони можуть бути завантажені. Крім того, втрати можуть знизити або збільшити експлуатаційні витрати розподільчої мережі [11]. Дослідження, проведені в [1] і [13], показали вплив інтеграції фотоелектричних елементів на втрати в мережі. Різні рівні інжектування використовувалися для визначення впливу збільшення

фотоелектричних модулів на втрати в мережі. Згідно [1], втрати в мережі зменшилися при меншому проникненні фотоелектричних елементів і показали збільшення втрат в мережі зі збільшенням проникнення. Однак, згідно з [13], збільшення втрат в мережі зі збільшенням рівнів проникнення корелювало з ймовірністю зворотного перетікання потужності в радіальній мережі. Це пов'язано з тим, що зворотний потік потужності збільшує навантаження на фідерні лінії і, як наслідок, втрати. Крім того, це може перешкодити роботі захисту в мережі.

Що стосується завантаження лінії фідера, [13] і [12] представляють зміни у завантаженні лінії з інтеграцією фотоелектричних елементів. Вони представляють завантаження лінії подачі в радіальній мережі. При використанні розподілених фотоелектричних елементів навантаження на лінію зменшується зі збільшенням проникнення фотоелектричних елементів, поки не виникне зворотний потік енергії. Зворотний потік потужності збільшує навантаження на лінію з додатковим збільшенням рівнів проникнення.

Стабільність напруги мережі визначає потенціал мережі для відновлення початкових рівнів робочої напруги після впливу збудження [14], [15]. Інтеграція фотоелектричних елементів в фідері забезпечує локальну активну потужність для коефіцієнта потужності 1 і має потенціал для забезпечення додаткової підтримки реактивної потужності для коефіцієнта потужності менше 1 [10], [12]. У цих дослідженнях було виявлено, що інтеграція фотоелектричних елементів в мережу покращує стабільність стану мережі. У дослідженнях також було запропоновано методи, які можна використовувати для визначення стабільності напруги в сталому режимі в мережі.

Таким чином, вплив інтеграції сонячної фотоелектричної енергії в мережу вимагає пильної уваги з боку дослідників і комунальних компаній через швидке зростання цього поновлюваного джерела енергії. Ефекти впливу можна узагальнити для всіх типів мереж по всьому світу. Для ефективного розуміння ефектів перед інтеграцією необхідно провести дослідження для конкретної мережі в країнах, де необхідно інтегрувати все більше і більше сонячних

фотоелектричних систем в розподільчі мережі [12], [17]. Вплив інтеграції фотоелектричних систем може викликати:

- Зміни рівня напруги фідера, профілю напруги, навантаження лінії, якості електроенергії в системі, втрат в системі, коефіцієнта потужності, струмів короткого замикання, стабільності системи (перехідні), інерції системи і невідповідності генерації і навантаження.

- Зміни в роботі пристроїв регулювання напруги (часті спрацьовування). Це, в свою чергу, може вплинути на вартість обслуговування, надійність і термін служби пристроїв.

- Зміна напрямку потоку потужності. Існує дуже висока ймовірність зворотнього потоку потужності, і це може вплинути на реле захисту.

1.2. Вплив розподіленої генерації на параметри аварійних режимів

Підключаються в СЕП споживачів або в безпосередній близькості від них, енергоблоки РГ і РР безпосередньо впливають на параметри і роботу СЕП в аварійних режимах. Вироблення впровадженням РГ ефект виражається в наступному [8]:

- «збільшення чи зменшення струмів коротких замикань (в залежності від топології СЕП)»;

- «зміна напрямків перетоків в режимі КЗ при нерадіальними підключенні РГ до розподільної мережі»;

- «неспрацьовування і помилкове спрацьовування релейного захисту (порушення чутливості захисту внаслідок зміни амплітуд струмів нормального і аварійного режимів)»;

- «порушення координації пристроїв захисту і автоматики (як наслідок зміни рівня і напрямку перетікання струмів КЗ)»;

- «неефективність роботи і пошкодження комутаційного електрообладнання».

При коротких замикань на шинах електроприймачів (рисунок 1.1) за рахунок збільшення опору кола при додаванні РГ, струм I_c , що показує «мережеву» складову сумарного струму I_K , може зменшитися.

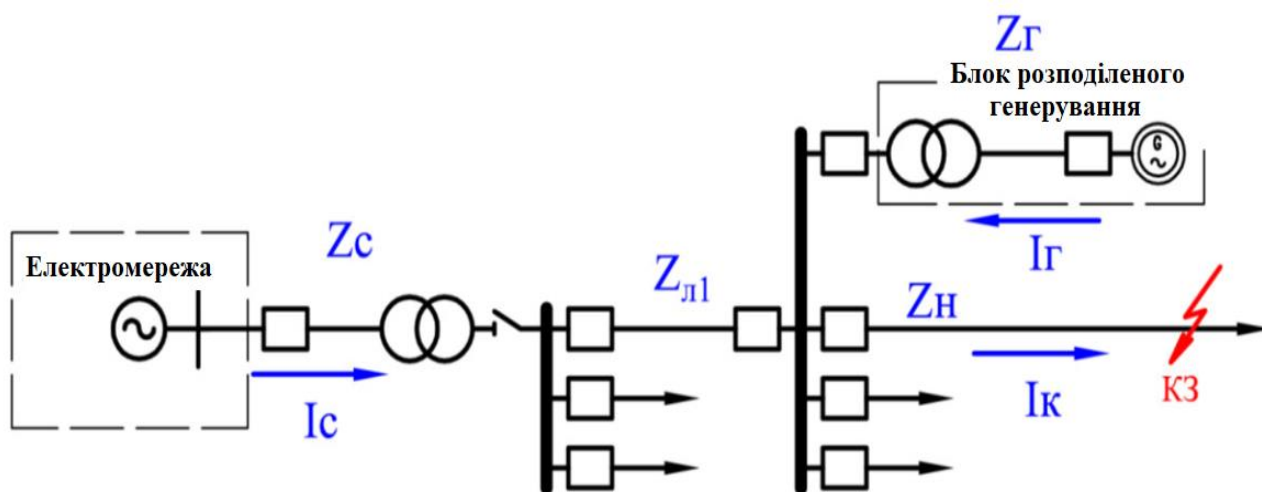


Рисунок 1.1 - Умовна схема при короткому замиканні на шинах навантаження

Таким чином, «знизиться чутливість захистів на високих рівнях СЕП, виникне можливість каскадного і неселективного спрацьовування. При цьому, за рахунок підживлення від РГ, «розподілена» складова I_G буде збільшувати сумарний I_K , який дорівнює сумі $(I_c + I_G)$. Другий ефект «відбивається в невиконанні умов термічної і електродинамічної стійкості ліній електропередачі та електрообладнання до струмів короткого замикання».

Проведений в попередній роботі [9] «аналіз розрахункових значень струмів КЗ на прикладі діючої СЕП, для якої обґрунтовувалося впровадження РГ, а також результати досліджень і моделювань, наведених в [10] підтверджує зазначений вище тезу». Особливої актуальності розглянутий ефект має в існуючих системах, в які впроваджуються енергоблоки РГ і РР. «Проведені дослідження показали, що в певних умовах потрібно перерахування і перевірка комутаційної здатності електричних апаратів (особливо в мережах низької напруги 0,4-0,66 кВ), електродинамічної і термічної стійкості кабельних ліній, шинопроводів і електроустаткування». Негативний вплив на надійність і

безперебійність роботи, а також безпеку експлуатації електрогосподарств може «привести до необхідності проведення масштабної реконструкції СЕП, її адаптації до умов розподіленої системи, особливо для відповідальних споживачів».

Вплив блоку РГ залежить від декількох факторів, у числі яких генерована потужність, віддаленість від точки КЗ і тип РГ.

У разі малої розподіленої генерації, установки з невеликою потужністю не роблять істотного впливу на струми КЗ; з іншого боку, формування великих енергоблоків з декількох малих агрегатів, призводить ще більш серйозного збільшення струмів КЗ, посилюючи наслідки їх впливу. У розподілених СЕП зменшення потужностей установок РГ можливо «шляхом обмеження їх вибору з метою компенсації пікових режимів, живлення групи відповідальних електроприймачів, але не забезпечення повного навантаження споживача».

Вибір місця розташування енергоблоку РГ і точки підключення в локальній СЕП також грає роль у впливі на параметри аварійних режимів. У той же час, «обидві задачі (вибір раціональної точки і зменшення ефекту впровадження) мають залежність від топології і фізичних параметрів СЕП». Так, чим вище рівень підключення РГ, тим менше вплив. При розгляді варіантів підключення енергоблоків можливі також такі варіанти: підключення РГ до шин локального розподільного пункту (РП) 0,4 кВ - Г2; підключення РГ до шин РП 10 кВ - Г1, як це показано на рисунку 1.2.

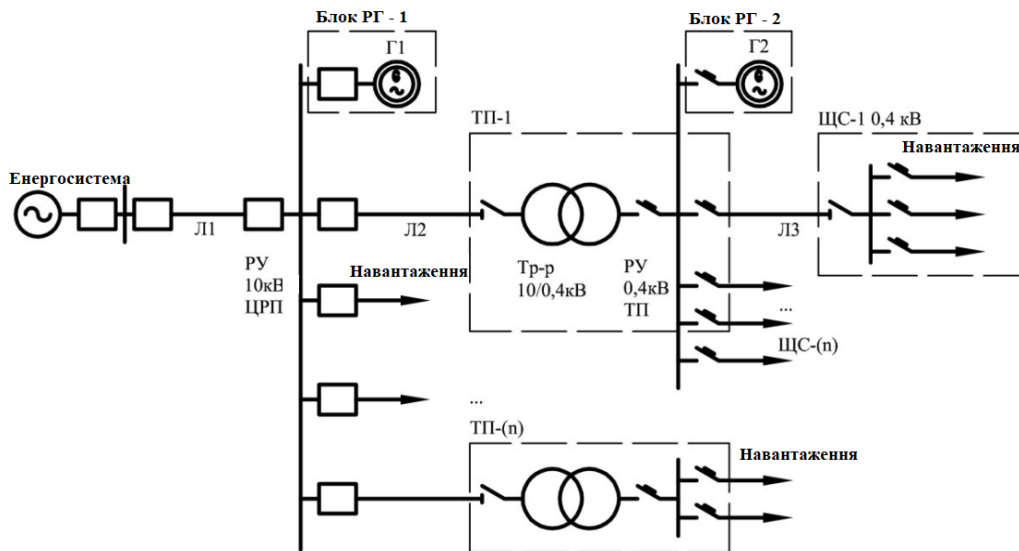


Рисунок 1.2 - Принципова схема підключення енергоблоків РГ

Збільшення опору ланцюга КЗ при підключенні до більш високого рівня в розглянутому випадку компенсується збільшенням потужності енергоблоку; зворотна ситуація - при зниженні рівня точки підключення. «Таким чином для кожної конкретної структури СЕП можливість мінімізації ефекту впровадження з точки зору збільшення струмів КЗ встановлюється розрахунковим шляхом або моделюванням».

При нерівномірному виділенні в структурі електроспоживання окремих вузлів навантаження з потужними споживачами ЕЕ, параметри генератора Г2, що встановлюється безпосередньо у вузлі живлення такого споживача, може бути порівнянна з потужністю Г1, що підключається вище за рівнем (див. рисунок 1.2). «Така ситуація характерна для підприємств, в яких, при наявних двох класів напруги у внутрішній розподільчій мережі, наприклад, адміністративної та технологічної частини відповідають різні підстанції або РП. На рисунку 1.3 продемонстровані результати проведеного аналізу. Граничне значення $I_{\text{пор1}}$ визначається при необхідній розрахунковій потужності генератора Г1.

«Як видно з графіка, чим менше відношення між установками на різних рівнях, тим більш значущою стає параметрична структура СЕП, що виділяє варіант підключення до більш високого рівня.

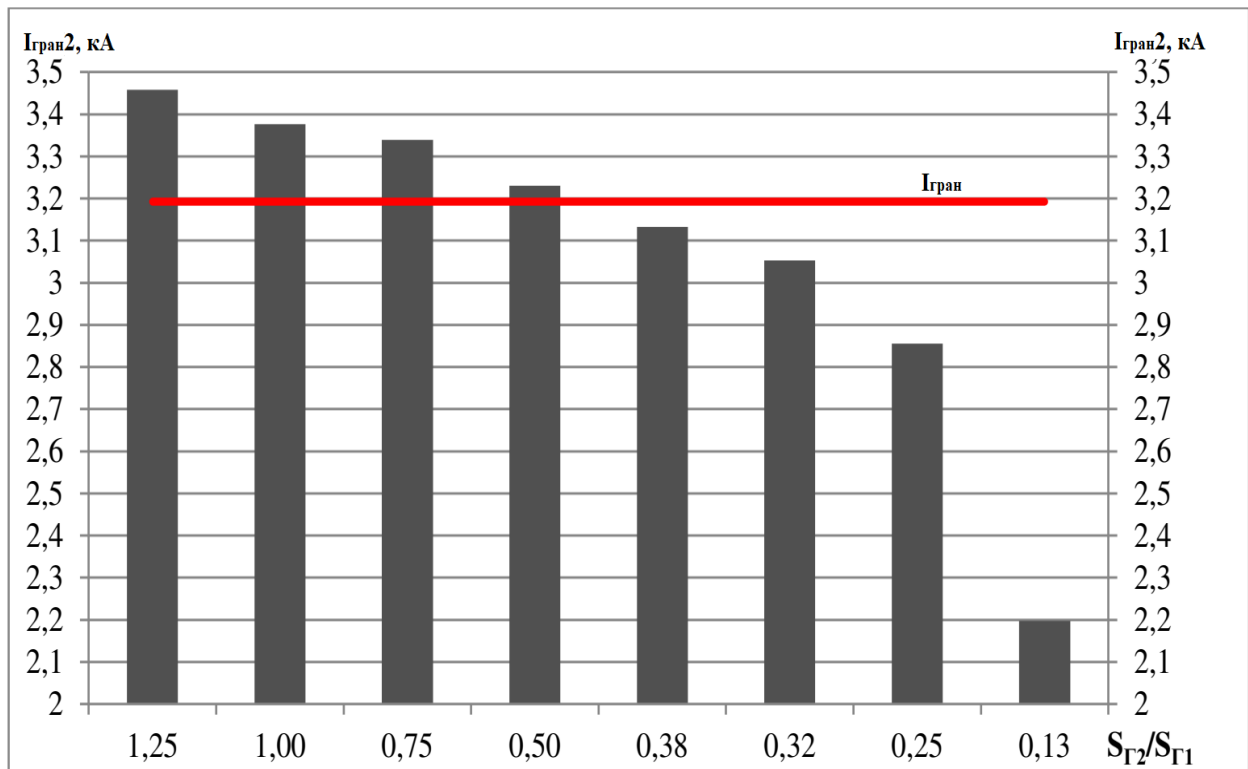


Рисунок 1.3 - Порівняння значень струмів при різних відносинах потужностях $S_{Г1}/S_{Г2}$

Тип впроваджуваної установки також має значення при аналізі ефекту впровадження РГ. Найбільший вплив надають блоки з синхронними генераторами, особливо протягом перших кількох періодів струму КЗ [2]. «Найменш вагомий внесок роблять інвертори енергоблоку, у деяких з яких тривалість впливу на КЗ не перевищує одного періоду. Однак, навіть при малій тривалості збільшення струму, ефект впровадження може серйозно позначитися на узгодження захистів».

«Найбільш загальним і простим заходом щодо зменшення впливу збільшення струмів короткого замикання є збільшення повного опору кола КЗ за рахунок включення реакторів або збільшення опору трансформаторів зв'язку [5]». При реалізації даних заходів на стороні РГ вдається уникнути істотних замін електрообладнання та змін уставок захистів, однак недоліками такого рішення є зниження надійності розподіленої системи, погіршення показників

якості по напрузі (за рахунок збільшення коливань і відхилень напруги), а також збільшення втрат електроенергії в ланцюзі РГ.

Помітний вплив зменшення ефекту впровадження РГ надає застосування поділу мережі [5]. Дане рішення сприяє суттєвому зниженню рівнів струмів КЗ за рахунок збільшення опору кола, проте впливає на амплітуду коливання напруги і безперебійність СЕП.

1.3. Вплив розподіленої генерації на роботу систем захисту і автоматики і координацію пристроїв

Досягнення «позитивного ефекту підвищення надійності та якості електропостачання при підключенні РГ можливо тільки за умови правильної організації і узгодження роботи захисних пристроїв в точці загального сполучення як з боку мережі, так і з боку енергоблоку». Грамотний захист приєднання повинний враховувати обидві сторони при забезпечення виконання вимог енергосистеми.

«Захист приєднання РГ залежить від типу і розмірів енергоблоку, його схеми приєднання до мережі і підключення трансформатора зв'язку» [1].

Параметри і схеми з'єднання енергоблоків ЛДЖ і трансформаторів зв'язку повинні бути узгоджені з зовнішньої енергосистемою. «Невиконання умов може призвести до виникнення перенапруг, що призводять до пошкоджень системного електрообладнання та електроприймачів споживачів». З боку основної (первинної) СЕП тип трансформатора обумовлює істотний вплив на параметри заземлення в системі, будучи в ній в якості заземленого джерела. «Внаслідок цього, потрібно, щоб трансформатор мав заземлюючий контур (контур замикання струмів нульової послідовності) від обмотки низької напруги до обмотки високої напруги».

Як показують дослідження [1,10,11], «пріоритетної схеми з'єднання обмоток трансформатора для приєднання РГ немає, вибір визначається проектувальником і вимогами електрогосподарства». «Зазвичай в низьковольтних мережах застосовують схеми (РГ / СЕП) Δ / Y_0 , Y_0 / Y_0 ; в

мережах до 35 кВ зазвичай використовується з'єднання обмоток Δ , тому найбільш поширеними вважаються схеми Y_0 / Δ , Δ / Δ . Опис переваг і недоліків різних схем підключення згідно [13] наведено в таблиці 1.1 з ілюстрацією на рисунку 1.4.

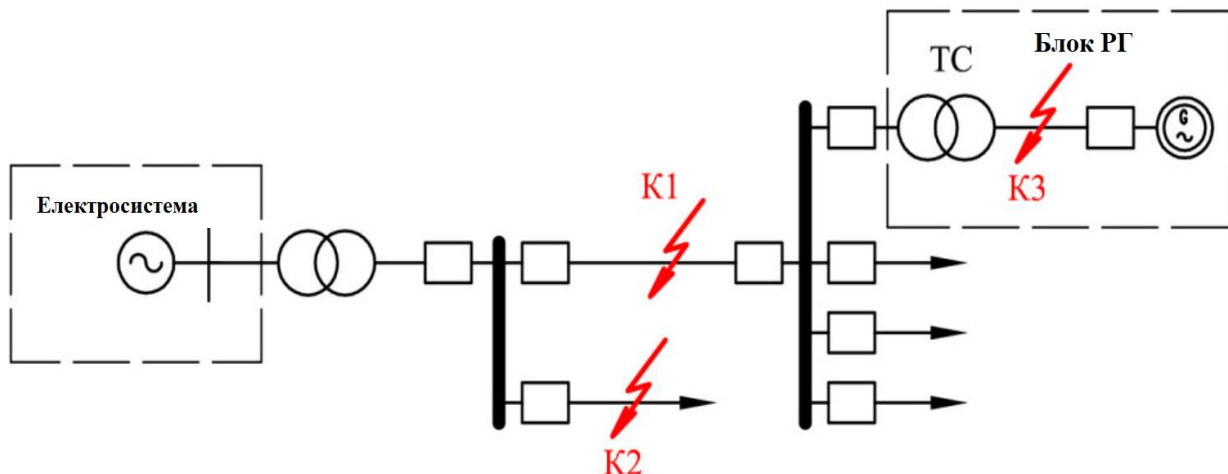


Рисунок 1.4 - Зображення приєднання РГ через трансформатор

Таблиця 1.1 - Переваги і недоліки схем з'єднання трансформаторів РГ

	Схема з'єднання	Вторинна (РГ)	
	Первинна (ЕС)	Y_0	Δ
Переваги	Y_0	Не виникає перенапруження при К3 на землю в К1	Відсутність підживлення К3 від струмів нульової послідовності (через землю) від ЕС. Чи не виникає перенапруження при К3 на землю в К1.
Недоліки		Спрацьовування захисту В1 на стороні ЕС при К3	Виникнення небажаних струмів нульової послідовності (через землю) при К3 в К1 і К2
Переваги	Δ, Y	Не виникає підживлення струму замикання на землю для замикань К1 і К2. Відсутність підживлення К3 від струмів нульової послідовності від ЕС.	
Недоліки		Перенапруги на шинах споживачів при автономізації РГ в результаті до К3 на землю.	

1.4 Висновки до розділу

1. Вплив на параметри режимів електропостачання виражено в складнощах регулювання профілю напруги і координації з принципами та пристроями управління в централізованих енергосистемах, а також в комплексі питань, пов'язаних зі зміною напрямку перетоків потужності і зміни параметрів аварійних режимів при підключенні РГ.

2. Вплив РГ на роботу систем захисту і автоматики обумовлено перерозподілом перетоків потужності при паралельній роботі РГ з ЦЕС в нормальному і аварійних режимах, порушеннями функціонування пристроїв і алгоритмів з огляду на підключення додаткового джерела живлення в зоні їх дії. Окремим питанням узгодження роботи місцевої і мережевої автоматики є автономізація РГ, що надає безпосередній вплив на правильність і надійність окремих пристроїв і систем внутрішнього електрозабезпечення споживачів в цілому.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Визначення потенційних місць приєднання розподілених джерел енергії до розподільних електричних мереж

У довільний момент часу при відомих потужностях навантаження і напружених в вузлах U_i можна визначити задають струми вузлів мережі з розподіленими джерелами енергії (РДЕ):

$$\dot{J}_i = \frac{S_{ni} - S_{pi}}{\sqrt{3}U_i} = \dot{J}_{ni} - \dot{J}_{pi}, \quad (2.1)$$

де $S_{ni} = P_{ni} + jQ_{ni}$ - активна і реактивна потужності навантаження і-го вузла;

U_i - напруга і-го вузла;

$S_{pi} = P_{pi} + jQ_{pi}$ - потужності потенційно можливих РДЕ в і-му вузлі.

Лінійна модель нормального режиму, отримана представленням навантаження і генерації вузлів мережі задають струмами, еквівалентна нелінійна модель для заданого моменту часу. Розглянемо найпростіший випадок - магістральну ЕМ з трьома навантаженнями (рисунок 2.1), по якій здійснюється розподіл електроенергії від центру живлення до трансформаторних підстанцій (ТП) 10 / 0,4 кВ.

Нехтуючи уявної складової спаду напруги, можна перейти до аналітичних перетворень окремих складових струмів. Згідно з методом накладення по ділянці (0-1) електричної мережі протікають узгоджено спрямовані струми I_1 , I_2 і I_3 , обумовлені навантаженнями окремих ТП 10/0,4 кВ та генеруванням РДЕ. Втрати активної потужності на ділянці мережі (0-1) з опором R_{0-1} визначаються:

$$\Delta P = 3 \cdot \left| \dot{I}_{0-1} \right|^2 \cdot R_{0-1} = 3 \cdot \left| \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 \right|^2 \cdot R_{0-1}. \quad (2.2)$$

Представивши струми в вигляді активної і реактивної складових, рівняння (2.2) приймає вигляд:

$$\Delta P_{\Sigma} = 3 \cdot \left[(I'_1 + I'_2 + I'_3)^2 + (I''_1 + I''_2 + I''_3)^2 \right] \cdot R_{0-1}, \quad (2.3)$$

де I' , I'' - активні та реактивні складові струмів.

Якщо виділити з дійсних частин струмів в (2.3) складові, обумовлені РДЕ I_{p1} , I_{p2} , I_{p3}

$$\Delta P_{0-1} = 3 \cdot \left[\begin{aligned} & \left(I'_{H1} + I'_{H2} + I'_{H3} \right)^2 + \left(I''_{H1} + I''_{H2} + I''_{H3} \right)^2 - \\ & - \left\{ 2 \left(I'_{H1} + I'_{H2} + I'_{H3} \right) \left(I'_{p1} + I'_{p2} + I'_{p3} \right) - \right. \\ & \left. - \left(I'_{p1} + I'_{p2} + I'_{p3} \right)^2 \right\} \end{aligned} \right] \cdot R_{0-1}. \quad (2.4)$$

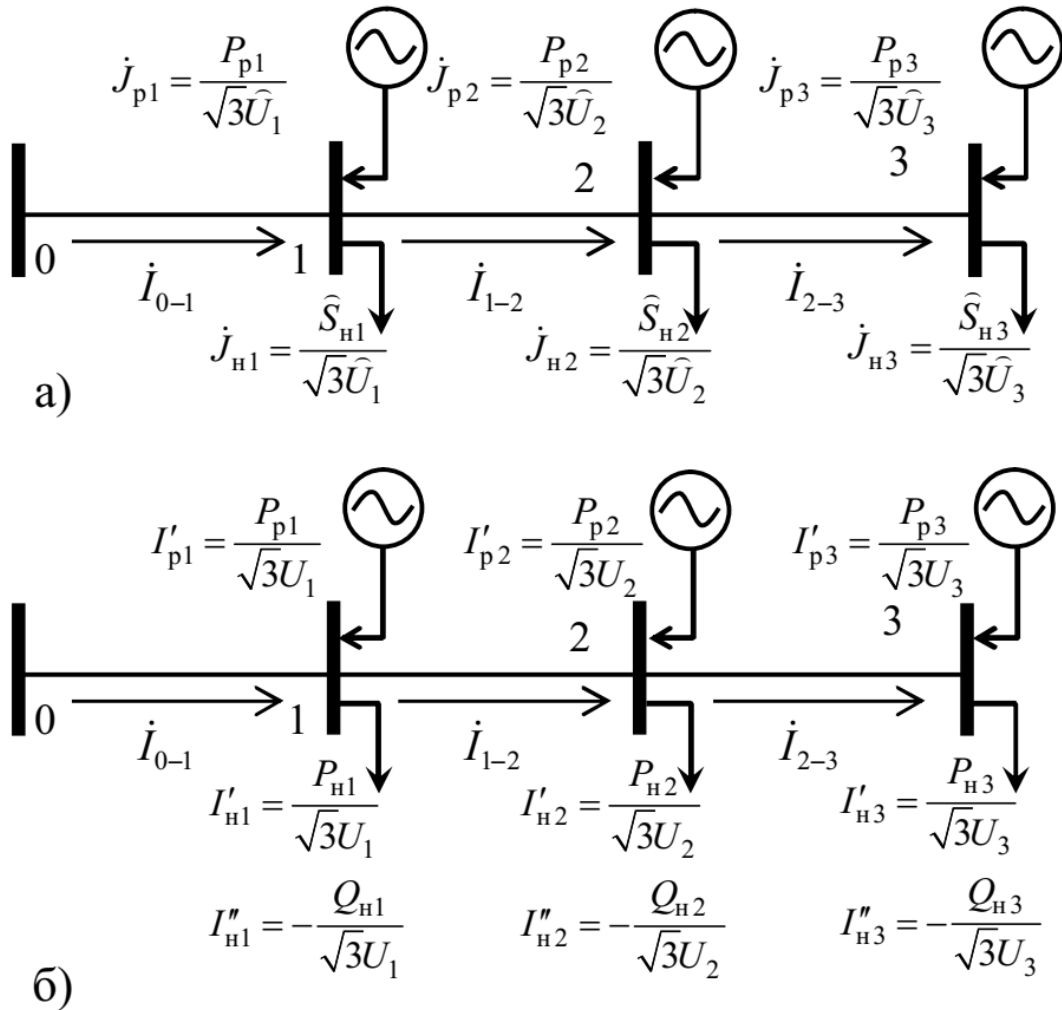


Рисунок 2.1 - Схема потоків потужності в магістральній мережі з РДЕ

В (2.4) враховані тільки активні складові струмів РДЕ в припущенні про відсутність реактивної складової падінь напруги і повної компенсації реактивної потужності РДЕ в вузлах їх підключення. З (2.4) видно, що на втрати потужності за рахунок приєднання РДЕ впливає не тільки їх поточна потужність (через I_{pi}), але, що важливіше, співвідношення між активними складовими струмів навантаження I_{Hi} струмів РДЕ I_{pi} . Виходячи з (2.4), втрати

потужності в ЕМ після підключення РДЕ можуть бути представлені у вигляді двох складових:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{н}} + \delta P_{\text{р}} . \quad (2.5)$$

В (2.5) перша складова - втрати потужності в ЕМ до підключення РДЕ, а друга - визначає додаткові втрати, зумовлені їх підключенням. Виділивши останню складову з (2.5) і виконавши ряд перетворень, можна отримати вирази, що характеризують зміну втрат в ЕМ від установки РДЕ в окремих її вузлах:

$$\begin{aligned} \delta P(I'_{\text{р}3}) &= 3I'_{\text{р}1}{}^2 \left[\left(\frac{I'_{\text{р}2} + I'_{\text{р}3}}{I'_{\text{р}1}} \right) + \left(\frac{I'_{\text{р}1} - 2I'_{\Sigma}}{I'_{\text{р}1}} \right) \right] R_{0-1}; \\ &\dots \\ \delta P(I'_{\text{р}3}) &= 3I'_{\text{р}3}{}^2 \left[\left(\frac{I'_{\text{р}1} + I'_{\text{р}2}}{I'_{\text{р}3}} \right) + \left(\frac{I'_{\text{р}3} - 2I'_{\Sigma}}{I'_{\text{р}3}} \right) \right] R_{0-1}, \end{aligned} \quad (2.6)$$

де $I'_{\Sigma} = (I'_{\text{н}1} + I'_{\text{н}2} + I'_{\text{н}3})$ - сумарний струм навантаження, що протікає по гілці 0-1.

Узагальнивши вираженні (2.6), отримаємо вираз для визначення впливу установки РДЕ в і-му вузлі на втрати активної потужності в к-й вітці розімкнутої ЕМ довільної конфігурації:

$$\delta P_k(I'_{\text{р}i}) = 3I'_{\text{р}i}{}^2 \left[\frac{\sum_{j \in N_k} I'_{\text{р}j}}{I'_{\text{р}i}} - \frac{2 \sum_{j \in N_k} I'_{\text{н}j}}{I'_{\text{р}i}} \right] R_k , \quad (2.7)$$

де k - номер вітки електричної мережі;

N_k - кількість вузлів ЕМ, що харчуються по даній вітці.

Підсумовуючи зміни втрат потужності по всіх вітках розподільної ЕМ, через які транспортується до основного центру живлення потужність РДЕ, встановленого і-м вузлі, вираз для визначення впливу на втрати потужності в ЕМ може бути представлено як:

$$\begin{aligned}
\delta P_{\Sigma} (I'_{pi}) &= \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \delta P_k (I'_{pi}) = \\
&= \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[3I'_{pi}{}^2 \left[\frac{\sum_{j \in \mathbf{N}_k} I'_{pj}}{I'_{pi}} - \frac{2 \sum_{j \in \mathbf{N}_k} I'_{Hj}}{I'_{pi}} \right] R_k \right] = \\
&= 3I'_{pi}{}^2 \left\{ \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[\frac{\sum_{j \in \mathbf{N}_k} I'_{pj}}{I'_{pi}} R_k \right] - \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[\frac{2 \sum_{j \in \mathbf{N}_k} I'_{Hj}}{I'_{pi}} R_k \right] \right\} = \\
&= 3I'_{pi}{}^2 \left(R_{\Sigma}^{yB} (I'_{pi}) - R_{\Sigma}^{yM} (I'_{pi}) \right), \tag{2.8}
\end{aligned}$$

де \mathbf{M}_i - безліч віток електричної мережі, що з'єднують центр живлення з вузлом приєднання i -го РДЕ.

В (2.8) виділено два еквівалентних опори:

$$\begin{aligned}
R_{\Sigma}^{yB} (I'_{pi}) &= \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[\frac{\sum_{j \in \mathbf{N}_k} I'_{pj}}{I'_{pi}} R_k \right]; \\
R_{\Sigma}^{yM} (I'_{pi}) &= \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[\frac{2 \sum_{j \in \mathbf{N}_k} I'_{Hj}}{I'_{pi}} R_k \right],
\end{aligned}$$

де $R_{\Sigma}^{yB} (I'_{pi})$ - еквівалентний активний опір, який збільшує опір ЕМ протіканню струму I'_{pi} , таким чином, підвищує розрахункове значення втрат в ЕМ, викликане приєднанням РДЕ в i -му вузлі; $R_{\Sigma}^{yM} (I'_{pi})$ - складова, що характеризує еквівалентну зменшення опору ЕМ i , відповідно, втрат в ЕМ через приєднання РДЕ в i -му вузлі.

З (2.8) видно, що зміна втрат потужності в лінії електропередач при приєднанні РДЕ до i -го вузла залежить не тільки від значення його струму, але і від значень струмів навантаження і струмів РДЕ в інших вузлах, які протікають по даній лінії. Ця обставина обов'язково має враховуватися для ефективного

вибору місць приєднання і графіків видачі потужності розосереджених джерел електроенергії. Зміна втрат потужності в ЕМ, пов'язане з установкою РДЕ, можна охарактеризувати величиною еквівалентного опору розподільної мережі $R_{\Sigma}^p(I'_{pi})$ на шляху транзиту потужності РДЕ і-го вузла:

$$R_{\Sigma}^p(I'_{pi}) = R_{\Sigma}^{yb}(I'_{pi}) - R_{\Sigma}^{ym}(I'_{pi}). \quad (2.9)$$

«Розрахункові опори в (2.9) можуть приймати довільні значення в залежності від значення і напрямку струмів навантаження і струмів РДЕ, що протікають в вітті ЕМ і обумовлених перетіканнями активної потужності до окремих ТП 10 / 0,4 кВ. Якщо $R_{\Sigma}^{ym} \geq 0$ то це вказує на наявність позитивного ефекту (зменшення втрат потужності та електроенергії і, опосередковано, зменшення втрат напруги) для ЕМ від приєднання РДЕ. Якщо $R_{\Sigma}^{yb} > R_{\Sigma}^{ym}$, то це говорить про збільшення втрат в ЕМ через перерозподіл потоків потужності, викликаного приєднанням РДЕ».

Таким чином, виходячи з еквівалентних опорів (8) можна підібрати сукупність вузлів електричної мережі, для яких приєднання РДЕ буде максимально ефективним за критерієм мінімуму втрат потужності в заданому режимі, а також втрат електроенергії за певний проміжок часу. Визначальною умовою в даному випадку є наявність відповідного інформаційного забезпечення (достатнього для отримання адекватних результатів розрахунку характерних режимів ЕМ) та відсутність істотних змін у схемі ЕМ протягом певного проміжку часу. У реальних умовах експлуатації розподільних ЕМ це призводить до невизначеності в методиці вибору місця приєднання РДЕ. Потрібно проведення ряду імітаційних розрахунків з можливими змінами нормальної схеми ЕМ.

Виходячи з наведеного вище, для вибору потенційних місць приєднання РДЕ можна розглядати два підходи:

- приєднання РДЕ за принципом мінімального ризику, коли місце підключення вибирається максимально близько до шинам живильної підстанції 110 (35) / 10 кВ. При цьому незалежно від змін навантаження і комутацій в

електричних мережах буде забезпечено мінімальний вплив РДЕ на втрати електроенергії в ЕМ і рівні напруги (як негативне, так і позитивне);

- приєднання РДЕ за принципом максимального ефекту, коли місце підключення підбирається з урахуванням ефекту зменшення втрат потужності в ЕМ за рахунок оптимізації перетікань потужності від основного центру харчування до вузлів навантаження. При цьому втрати електроенергії можуть істотно зменшуватися, але ефект залежить від співвідношення потужності РДЕ і сумарного навантаження ЕМ, а також комутацій в схемі мережі.

Остаточне рішення щодо місця приєднання і схеми видачі потужності РДЕ потрібно приймати на підставі аналізу чутливості втрат потужності в ЕМ до змін в ній.

2.2. Загальний підхід до оцінки електромережі

Профіль напруги і стабільність електричної мережі може бути отримана і пояснена шляхом розгляду системи, яка має коротку лінію передачі ($Z = R + jX$), кінцева напруга відправки (\bar{U}_1), кінцева напруга прийому (\bar{U}_2) і підключення навантаження (P, Q) на вхідній стороні в так званій мережі з двома (2) портами. Двопортова мережа використовується для отримання концепцій поведінки системи з точки зору профілю напруги і стабільності напруги. На рис. 2.2 показана двохзона мережа.

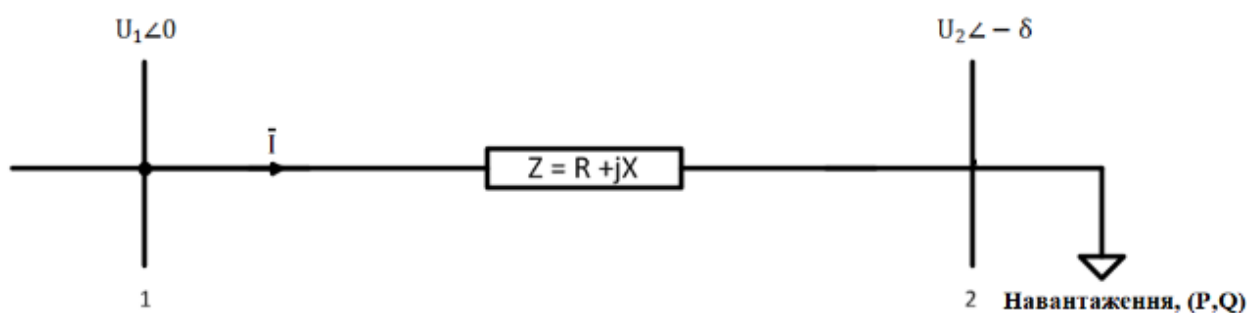


Рисунок 2.2 - Схема електромережі

З аналізу рисунка 2.2 виведено рівняння (2.10) для залежності напруги між шиною 1 і шиною 2:

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_2 + \bar{I}Z \quad (2.10)$$

З рівняння (2.10) величина напруги на вхідному кінці може бути виражена як

$$|U_2| = |U_1| - \left(\frac{RP + XQ}{|U_1|} \right) \quad (2.11)$$

Рівень і профіль величини напруги ($|U_2|$) для конкретних умов експлуатації і навантаження на шині 2 можна виразити як в рівнянні (2.11). Третій член висловлює падіння напруги. Падіння напруги (ΔU) - це добуток параметрів лінії (R і X), активної і реактивної потужності навантаження на, шині 2. Воно виражається рівнянням (2.12).

$$\Delta U = \frac{RP + XQ}{|U_1|} \quad (2.12)$$

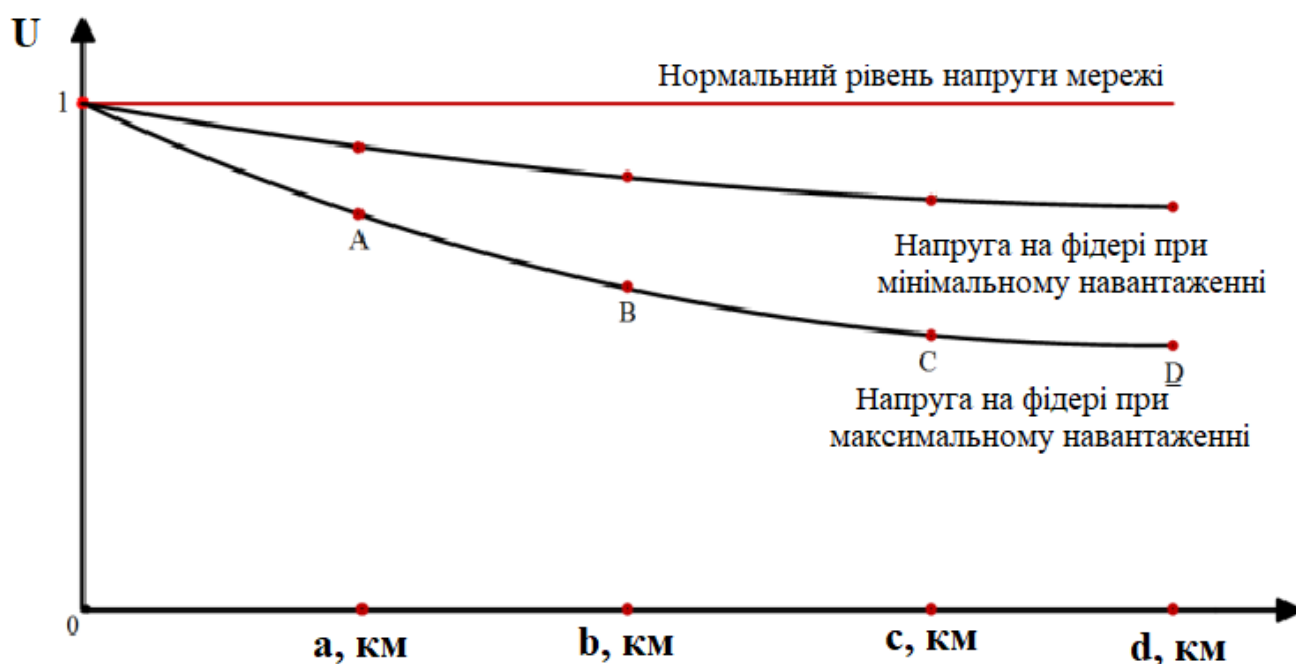


Рисунок 2.3 - Рівень напруги фідера при різних навантаження мережі

Для даної мережі з фідерами в точках A, B, C і D та з відстанями фідерів a, b, c і d кілометрів від початку мережі показаний на рисунку 2.3. На рисунку

показаний профіль напруги фідера на відстані, яке є бажаним рівнем і профілем напруги.

Профіль і рівень напруги зменшується зі збільшенням відстані від початку лінії, як показано на рисунку 2.3. Це відбувається через збільшення параметрів лінії (R і X), показаного рівняннями (2.11) і (2.12), що викликає зниження рівня і профілю напруги.

Активні і реактивні втрати в лінії можна виразити рівняннями (2.13) і (2.14):

$$P_{LOSS} = |I|^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{|U_2|^2} R \quad (2.13)$$

$$Q_{LOSS} = |I|^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{|U_2|^2} X \quad (2.14)$$

2.3. Загальний підхід до оцінки інтеграція сонячної енергії

Схема під'єднання сонячної фотоелектричної установки на шині навантаження, приводить на рисунку 2.4. Представлена мережа на рисунку 2.4, включає сонячний фотоелектричний генератор на шині 2, що добавляє активну потужність в шину і нульову (0) реактивну потужність або з коефіцієнтом потужності 1.

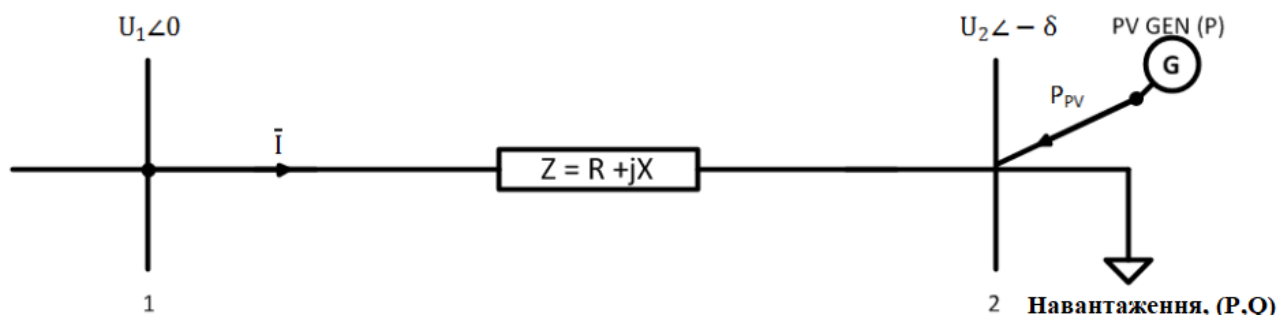


Рисунок 2.4 - Схема мережі з сонячною фотоелектричною установкою

Сонячний фотоелектричний генератор підключений до шини 2 і виробляє потужність (P_{PV}), яка подається на шину 2. Коли інвертор працює з коефіцієнтом потужності 1, тоді реактивна потужність дорівнює нулю (0). Рівняння для профілю напруги, спаду напруги і ліній змінені, щоб включити сонячну фотоелектричну потужність, інтегровану, як показано на рисунку 2.4. Вони змінені для включення сонячної фотоелектричної енергії і призводять до рівнянь (2.9), (2.10), (2.11) і (2.12).

$$|U_2| = |U_1| - \left(\frac{R(P - P_{PV}) + XQ}{|U_1|} \right) \quad (2.15)$$

Спад напруги:

$$\Delta U = \frac{R(P - P_{PV}) + XQ}{|U_1|} \quad (2.16)$$

$$P_{LOSS} = I^2 R = \frac{(P - P_{PV})^2 + Q^2}{|U_2|^2} R \quad (2.17)$$

$$Q_{LOSS} = I^2 X = \frac{(P - P_{PV})^2 + Q^2}{|U_2|^2} X \quad (2.18)$$

Профіль і рівень напруги фідера (A, B, C і D) з інтегрованої сонячної фотоелектричною установкою показаний на рисунку 2.5, а також Зі представлено відстані фідера від кінцевої точки (a, b, c і d кілометрів). На рисунку 2.5 показано рівень і профіль напруги при максимальному і мінімальному навантаженні з інтегрованою фотоелектричною системою.

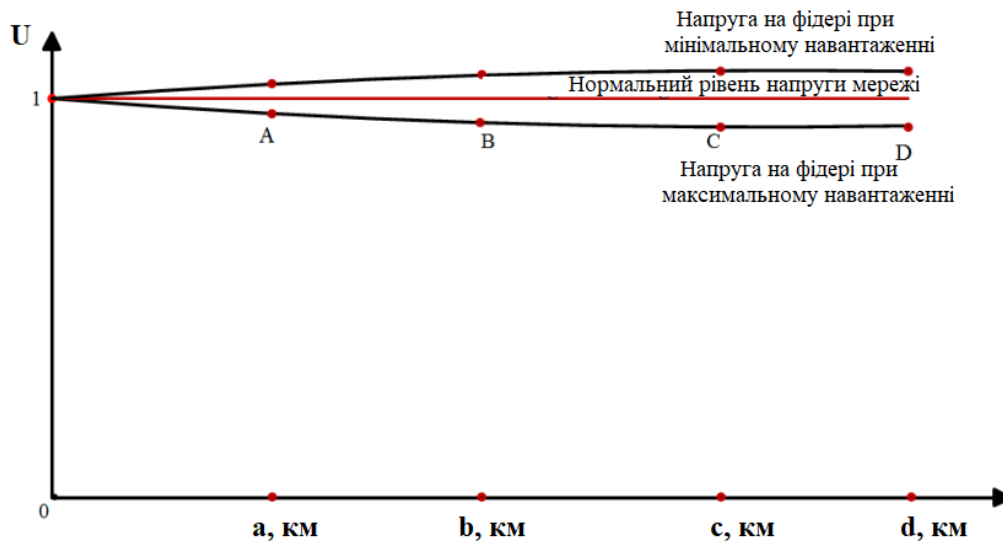


Рисунок 2.5 - Рівень напруги фідера з інтегрованою фотоелектричною системою

На рисунку 2.5 представлені очікувані результати, які можуть бути отримані на фідерах А, В, С і D з інтегрованою фотоелектричною системою. При максимальному навантаженні профіль напруги збільшується, але менше бажаного профілю напруги для сторони, яка передає, в той час як при мінімальному навантаженні профіль напруги, ймовірно, буде більше, ніж кінцева напруга постачальника, і може викликати порушення напруги в системі.

Шляхом аналізу та порівняння наведених вище рівнянь для профілю напруги і падіння напруги для випадку сонячної фотоелектричної енергії і без неї можна побачити, що інтеграція сонячної фотоелектричної потужності на шині 2 викликає зменшення падіння напруги вздовж лінії і підвищення рівня напруги на шині 2. Це пов'язано зі зменшенням активної потужності, споживаної від основного джерела живлення через шину 1. Зниження активної потужності від мережі викликає зменшення активного компонента лінії струму і зниження втрат активної потужності і, як наслідок, загальних втрат.

2.4. Стабільність напруги при інтеграція сонячної енергії в мережу

Концепцію стабільності напруги для мережі, показаної на рисунку 2.4, можна зрозуміти, якщо припустити, що коротка лінія передачі є індуктивною (без врахування R) або без втрат. У мережі на рисунку 2.4 резистивна частина не враховується, а повний опір наближається до реактивного опору (X).

Активна і реактивна потужність, що передається від шини 1 до шини 2, може бути представлена рівняннями (2.19) і (2.20).

$$P = \frac{|U_1||U_2|}{X} \sin \delta \quad (2.19)$$

$$Q = -\frac{|U_2|^2}{X} + \frac{|U_1||U_2|}{X} \cos \delta \quad (2.20)$$

Згідно рівнянь (2.19) і (2.20) активна потужність і реактивна потужність залежать від напруги на шинах 1 і 2, кута навантаження (δ) і реактивного опору лінії (X). Рівняння (2.20) можна записати і представити через косинусний член. Він представлений в рівнянні (2.21):

$$Q + \frac{|U_2|^2}{X} = \frac{|U_1||U_2|}{X} \cos \delta \quad (2.21)$$

Використовуючи рівняння тригонометрії $\sin^2 a + \cos^2 a = 1$, рівняння (2.19) і (2.21) можна об'єднати. Спрощена версія комбінації з використанням останньої тригонометричної тотожності дає результати в рівнянні (2.22):

$$\left(Q + \frac{|U_2|^2}{X}\right)^2 + P^2 = \left(\frac{|U_1||U_2|}{X}\right)^2 \quad (2.22)$$

З рівняння (2.22) можна отримати рівняння для кривих P-U і Q-U для даної мережі. Рівняння, які будуть виведені при побудові графіка, продемонструють поведінку напруги на другій шині зі змінами активної і реактивної потужності навантаження. Використовуючи рівняння (2.22), знаходимо вираз для напруги на шині 2, яке задається рівнянням (2.23).

Рівняння показує залежність напруги на шині 2 від напруги на передавальному кінці, реактивного опору лінії, активної і реактивної потужності навантаження на шині 2.

$$|U_2| = \sqrt{\frac{|U_1|^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{|U_1|^2}{4} - X^2P^2 - XQ|U_1|^2}} \quad (2.23)$$

Підтримуючи постійну реактивну потужність при навантаженні при зміні напруги та активної потужності, можна отримати криву P-U для шини 2. Аналогічним чином, шляхом зміни реактивної потужності і напруги при сталій потужності навантаження можна побудувати криву Q-U. Крива P-U показує, яким буде напруга на шині навантаження 2 для різних значень потужності при сталому Q. Крива Q-U показує, яка частина підтримки реактивної потужності необхідна, щоб напруга була на певному робочому рівні, за умови, що навантаження підтримується (P стала). На рисунку 2.6 показана крива P-U, а на рисунку 2.7 - крива Q-U для даної мережі.

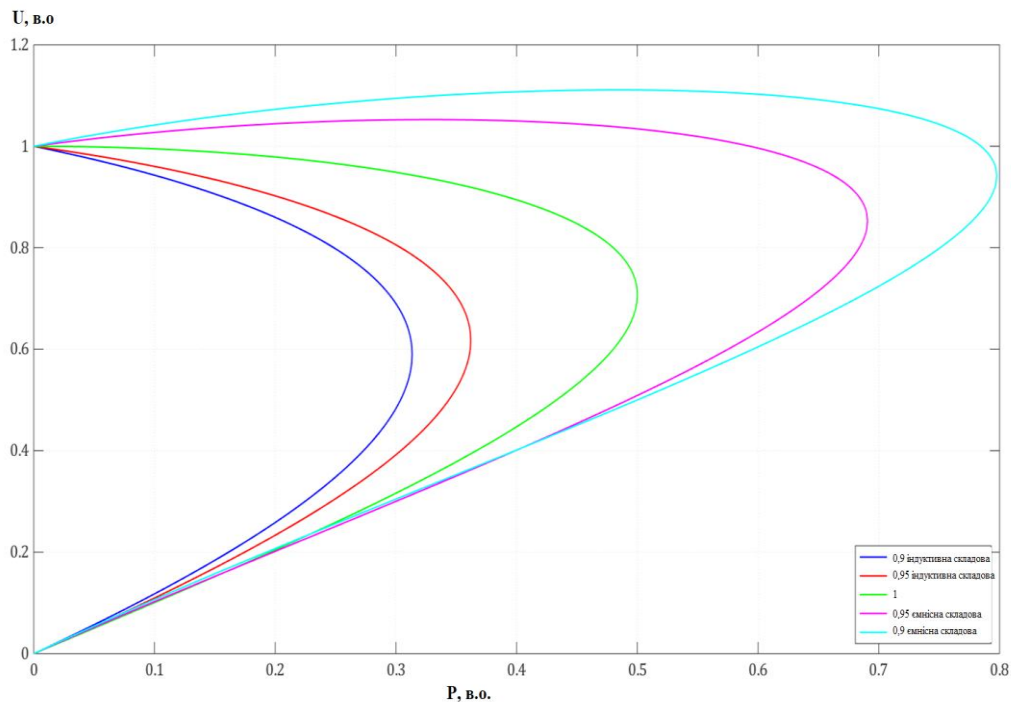


Рисунок 2.6 – Графік залежності активної потужності від напруги вираженої у відносних одиницях

Графіки залежності активної потужності від напруги показують поведінку напруги в залежності від активної потужності, яка може споживатися на шині навантаженням з постійною реактивною потужністю (Q). Є максимальна потужність і відповідний рівень напруги. Це межі кривої, і дуже важливо щоб мереже працювала в цій точці. Верхня частина кривої над критичною напругою - це стабільна робоча область, а нижня частина кривої нижче критичної напруги - нестабільна робоча область.

$$|U_2| = \sqrt{\frac{|U_1|^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{|U_1|^2}{4} - X^2(P - P_{PV})^2 - XQ|U_1|^2}} \quad (2.24)$$

При інтеграції сонячної фотоелектричної енергії на шині 2, як показано на рисунку 2.4 і представлено в рівнянні (2.24), графіки залежності активної потужності від напруги змістяться назовні. Це збільшить максимальну потужність, яку може споживати навантаження. Аналіз рівняння (2.24) показує зростання критичної напруги. Але це не показує підвищення стійкості мережі. Це пов'язано з тим, що в дійсності при роботі на максимальній потужності і критичній напрузі уникають цього будь-яким методом. Крім того, також недопускається робота при напрузі нижче критичного, навіть якщо це теоретично можливо відповідно до рівняння (2.23). Відповідно до рівняння (2.23), будь-який режим активної потужності P може працювати в двох точках напруги. Одна напруга вище критичного, а інше нижче критичного.

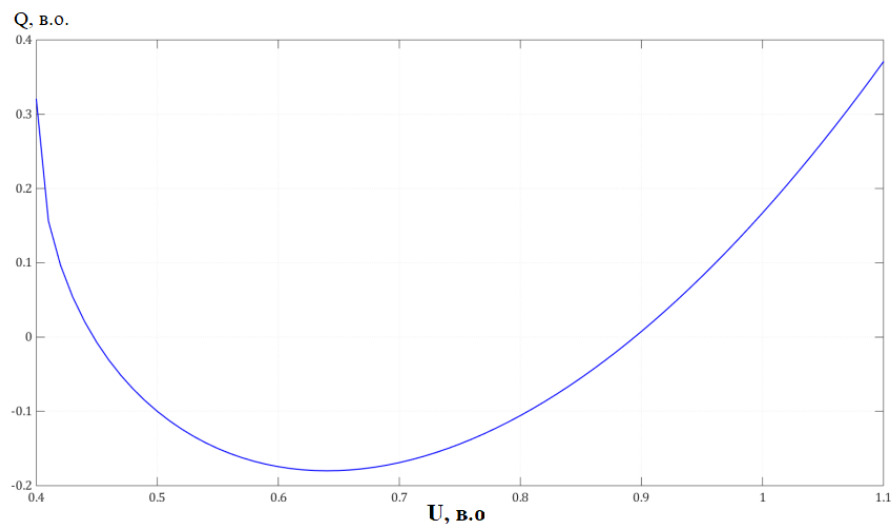


Рисунок 2.7 – Графік залежності реактивної потужності від напруги вираженої у відносних одиницях

На рисунку 2.7 показано співвідношення між напругою і реактивної потужності, необхідної на вхідній шині (2) для сталої активної потужності (P). Крива має точку мінімуму. Цю точку можна знайти, диференціюючи реактивну потужність по напрузі і прирівнявши до нуля ($dQ/dU = 0$). Це межа стабільності напруги системи. Точки на кривій праворуч від точки мінімуму - це стабільна по напрузі або стабільна робоча область, а точки зліва від мінімальної точки - нестабільна по напрузі або нестабільна робоча область. При інтеграції сонячної фотоелектричної енергії, як показано рівнянням (2.24), напруга на вхідній шині збільшується і знижує потребу в реактивній потужності з передавальної сторони. Це збільшує доступний запас реактивної потужності в мережі і, отже, може поліпшити стабільність напруги в мережі.

2.5. Аналіз і моделювання досліджуваної мережі

Досліджувана область є розподільчою мережею середньої і низької напруги. Це розподільна мережа 10/0,4 кВ. В цілому була обрана область для аналізу інтеграції сонячної фотоелектричної енергії. Дана область має тип радіальної розподільчої мережі. Цей район є чисто житловий сектор з одно чи двоповерховими будинками, що розміщуються один біля одного. Характеристика навантажень в цій області - це повністю житлове

навантаження. На рисунку 2.8 показана зона радіальної розподільної мережі житлового сектора м. Нетішин.



Рисунку 2.8. - Зона радіальної розподільної мережі житлового сектора м. Нетішин

Програмне забезпечення Paladin designbase 4.0 від Power Analytics Company зі Сполучених Штатів Америки і NEPLAN від NEPLAN AG були використані в дослідженні впливу інтеграції сонячної фотоелектричної енергії. Під час моделювання проектна база Paladin використовувалася в якості базового програмного забезпечення для обробки даних через її здатності розраховувати параметри яких бракує кабелів або повітряних ліній на основі базових даних, наданих комунальними компаніями. Після створення базової мережі і повних даних мережі, мережа була додатково змодельована в NEPLAN з можливістю розподілу навантаження з профілями навантаження і аналізом стабільності статичної напруги. У повному аналізі та формулюванні результатів обидва використовувалися як доповнюють один одного.

Мережеві дані для розподільчої мережі були надані енергетичними компаніями в початковому вигляді з діаграмами підключення. Параметри кабелів і ліній для мережі були подані з точки зору опору, індуктивності і зарядної ємності. Ці дані були оброблені шляхом розрахунку позитивної,

негативної і нульової послідовності для опору, реактивного опору з використанням бази проектування Paladin. Ця повна інформація про мережу з використанням бази проектування Paladin була використана для моделювання сітки в програмному забезпеченні NEPLAN. Загальне споживання енергії та потужності по районах було надано енергетичними підприємствами.

Програмне забезпечення PVSyst, повністю присвячене проектуванню та аналізу сонячних фотоелектричних систем, використовувалося для моделювання необхідних фотоелектричних систем і отримання результатів для інтеграції в побудовані мережі. Використовуючи розраховані площі дахів для житлових будинків і дані сонячного випромінювання для цих областей, був спроектований і розрахований потенціал сонячної фотоелектричної енергії, і його параметри були використані в базі проектування Paladin і NEPLAN для аналізу.

Модель мережі для даного сектору представляла область, показаної на рисунку 2.8, яка являє собою радіальну розподільну мережу. У даній моделі житлові будинки представлені як електричне навантаження в мережі. У моделі побудованої для даної області, всього 37 ліній навантажень. На рисунку 2.11 показана модель, вбудована в програмне середовище.

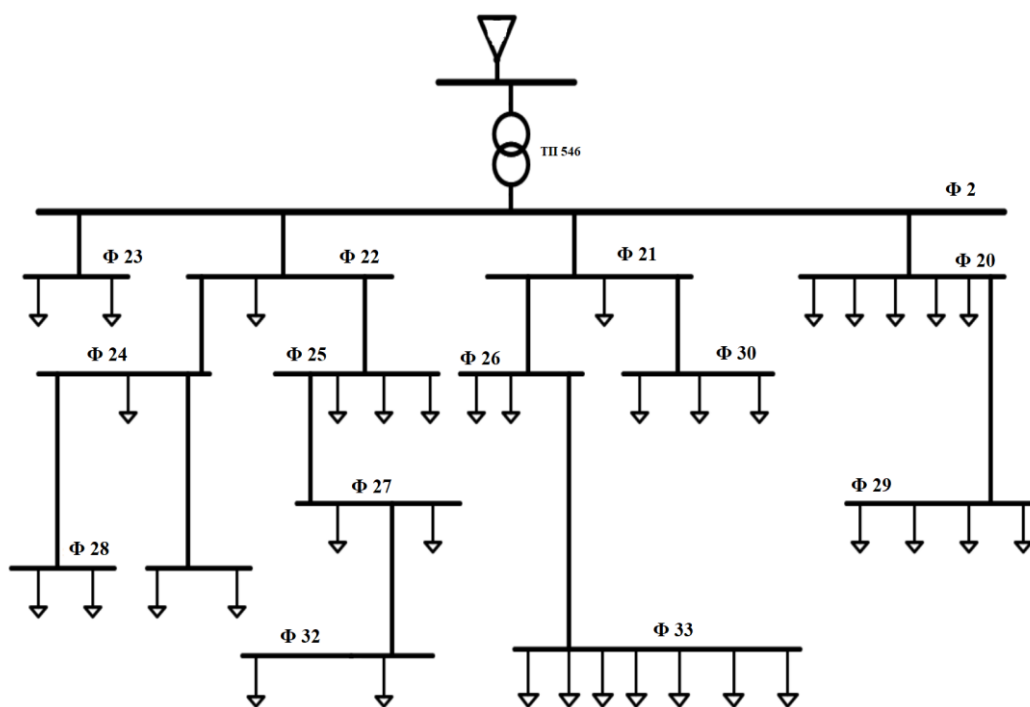


Рисунок 2.7 - Модель мережі для житлового сектору

Це звичайні випадки, які можна використовувати для подальших досліджень в різних районах. Шини фідерів представляються, як трансформаторні і мережеві підстанції. Трансформаторна підстанція знижує напругу живлення з 10 кВ до 400 В. Рівень напруги 400 В розподіляється по території через трансформаторні підстанції. Трансформаторні підстанції отримують вхідну напругу рівній 400 В, постачають будинку в межах свого периметра і перерозподіляють на інші трансформаторні підстанції. Загальна активна споживана потужність області 245 кВт в піковий час. Житлові будинки моделюються з використанням завантажувальної моделі в програмі. Це комбінація характеристик навантаження сталого імпедансу (Z), сталого струму (I) і сталої потужності (P). Коли нічого не було дано про склад навантаження або характеристиках житлового району, 70% і 30% комбінацій сталої потужності і навантаження імпедансу може бути призначена моделі для аналізу і планування. Це було використано для моделювання побутових навантажень і аналізу в поєднанні зі значеннями потужності і енергії, отриманими від енергетичних компанії для споживання енергії в цьому районі.

Методологія проведених досліджень ґрунтувалася на теоретичних знаннях і системному моделюванні досліджуваної розподільчої мережі. Теоретичне розуміння основних принципів рівня напруги, профілю, навантаження лінії, втрат в системі і стабільності напруги в сталому режимі було зроблено для простої системи. Розширення теоретичних принципів було зроблено за допомогою фотоелектричних елементів, інтегрованих в просту систему. Отже, був розроблений метод моделювання розподільних мереж в програмному середовищі NEPLAN і база дизайну Paladin. На додаток до програмного забезпечення для моделювання енергосистеми використовувалося програмне забезпечення для техніко-економічного обґрунтування, проектування, економічного і технічного аналізу сонячної енергії. Це програмне забезпечення називається PVSyt. Воно використовувалося для розуміння і моделювання практично реальної системи, яка може бути встановлена в досліджуваних областях. Нормалізована вихідна потужність з фактичними кліматичними умовами в районах розподільних мереж

використовувалася в якості вихідних даних для проектної бази Paladin і фотоелектричних систем, змодельованих NEPLAN.

Прийнятий метод полягав в порівнянні двох випадків моделювання. В одному випадку мережі представлені без будь-якої інтегрованої сонячної енергетичної установки. Це було нормальним випадком для розподільних мереж. У другому випадку фотоелектричні елементи були інтегровані в мережі, щоб визначити вплив їх інтеграції. Крім того, враховувалися різні рівні інжектування сонячної енергії. Випадки з фотоелектричними елементами порівнювали з нормальними. Цей аналіз дозволяє визначити напругу на шині і споживану потужність (активну і реактивну) навантаження в залежності від періоду часу. Дослідження потоків потужності не приймають до уваги час і тому дають результати моделювання на основі миттєвого сценарію. Для дослідження дуже важливий потік потужності з аналізом профілю навантаження. Це пов'язано з тим, що потужність сонячних фотоелектричних панелей не є постійною потужністю, а варіюється в залежності від часу доби і кліматичних умов, що переважають в той час. Крім того, споживання активної та реактивної потужності для побутових і промислових навантажень однаково змінюється з часом.

У цьому аналізі було визначено профіль навантаження за період часу (24 години) і визначена потужність сонячної фотоелектричної енергії за той же період часу. Потім був виконаний одноразовий розрахунок потоку навантаження, щоб визначити взаємодію цих двох факторів. Таким чином визначалися потік навантаження, напруги на шинах, втрати і максимальні навантаження протягом 24 годин.

2.6. Висновки до розділу

1. Розвиток РДЕ в розподільчих мережах за рахунок зменшення навантаження на централізовану систему електропостачання, дозволяє отримувати позитивний ефект. Він проявляється в зменшенні втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, по яким здійснюється передача потужності РДЕ, підвищенні якості електроенергії, особливо рівнів напруги в

електрично віддалених вузлах, а також в підвищенні надійності електропостачання. Однак, це досягається лише у випадках, коли встановлена потужність РДЕ узгоджена з рівнем локального електроспоживання, конфігурацією і параметрами електричної мережі.

2. Розроблено метод, який базується на аналізі чутливості, втрат потужності в ЕМ і дозволяє однозначно характеризувати доцільність приєднання розподілених джерел енергії в обраних вузлах, виходячи з технічної ефективності експлуатації розподільних мереж, а також мінімізації втрат електроенергії при її транспортуванні.

3 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1. Моделювання роботи електромережі приватного сектора

У даному розділі представлені результати моделювання розподільчих мереж енергетичних компаній житлового сектора (ЖС) м. Нетішин. Результати, отримані від програмного забезпечення для моделювання, представлені для базових (звичайних) випадків та з інтеграцією сонячної фотоелектричної енергії. Ці результати стосуються рівня напруги, профіля напруги, втрат системи, навантаження на лінію та стабільності напруги.

Електромережа моделювалася в конструкторській базі Paladin та NEPLAN за допомогою функції аналізу потоку навантаження. Розподільча мережа ЖС має максимальне споживання електроенергії 257,76 кВт та 85,39 кВАр.

3.1.1 Величина і спад напруги досліджуваної ділянки електромережі

Як зазначено в методології, розподільчі мережі моделювались без будь-якої інтегрованої потужності фотоелектричних установок. У таблиці 4.1 наведені базові результати для вибраних підстанцій мережі.

Таблиця 4.1 - Величина і спад напруги на шині підстанції

Підстанція	Напруга (кВ)	Спад напруги (%)
КТП29	0.4	0.01

В таблиці 4.1 показано величину напруги та спад напруги на підстанції. Вони будуть порівняні з результатами, які були отримані при моделюванні фотоелектричних систем, які інтегровані до мережі.

На рисунку 3.1 представлена зміна базової напруги для вибраних шин у приватному секторі протягом 24 годин. Ця величина напруги показана на рисунку 3.1.

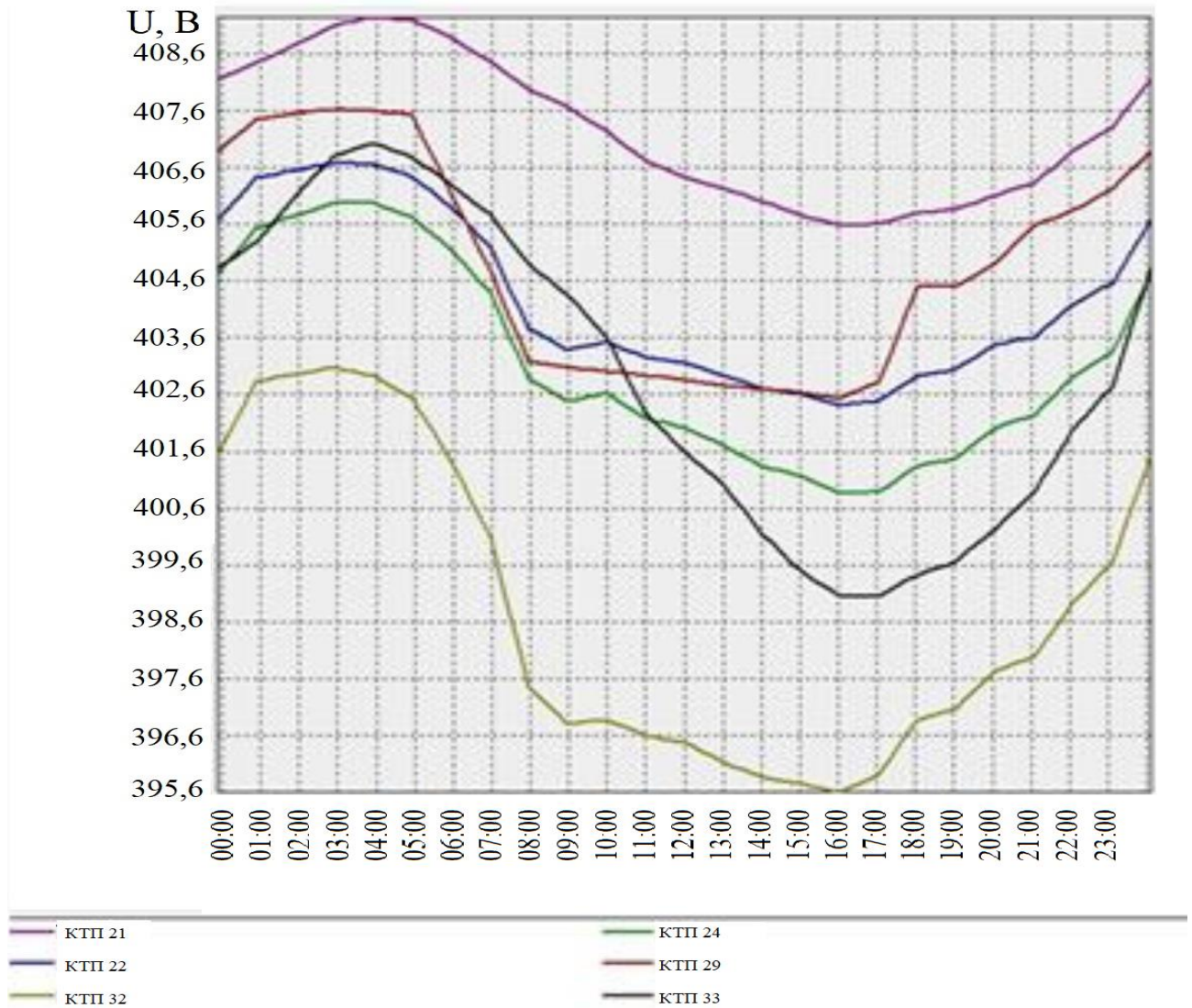


Рисунок 3.1 - Зміна величина напруги на шинах підстанцій досліджуваної ділянки

Величина напруги, показана на рисунку 3.1 є функцією часу. Вона демонструє поведінку шини фідера протягом одного дня або двадцяти чотирьох годин. Вони порівнюються з випадками з фотоелектричною потужністю. Крім того, важливо відстежувати поведінку пристроїв шини фідера, які знаходяться далеко від початкової шини. Рисунок 3.2 показує тенденцію фідерів, які знаходяться далеко від початкового фідера.

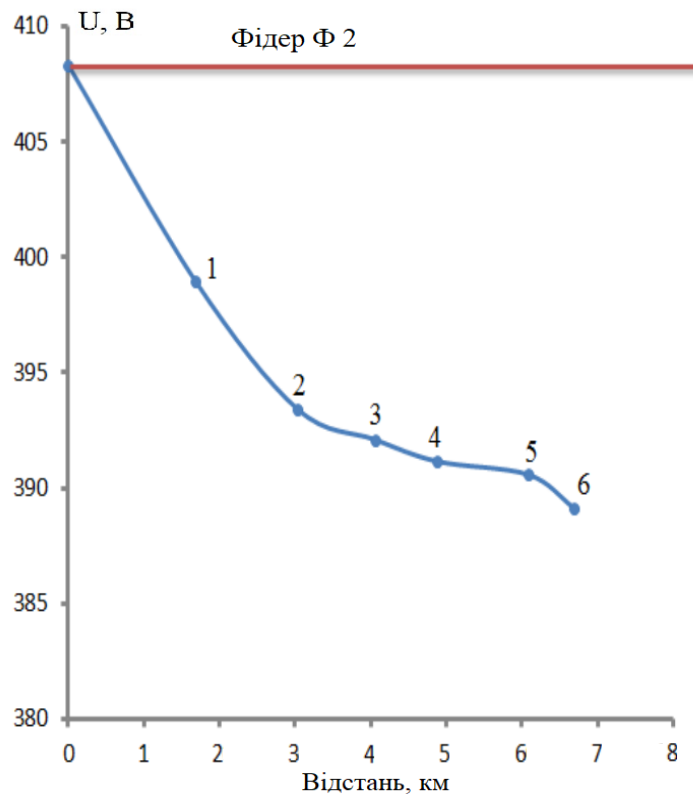


Рисунок 3.2 - Напруги вздовж фідера для досліджуваної схеми електромережі

Профілі напруги вздовж фідера, показано на рис. 3.2, досліджувана схема представляється радіальною мережею. Для визначення характеристик напруги мережі для досліджуваних ділянок для нормальних режимів будувався графік розкиду напруги. На рис. 3.3 показано графік розкиду напруги.

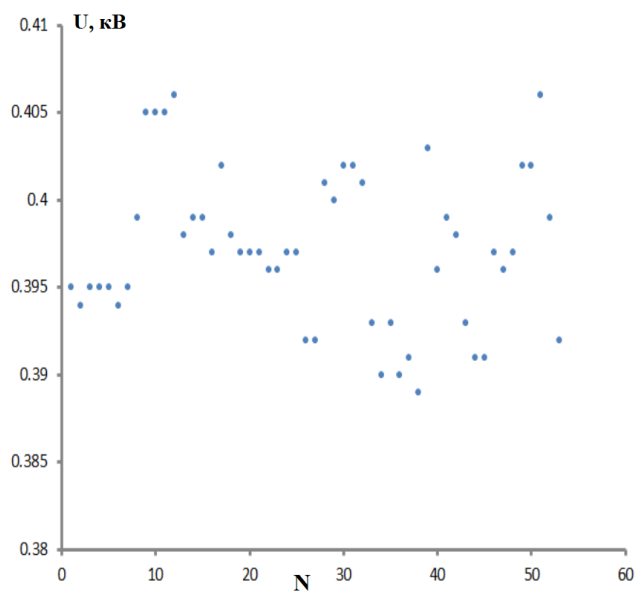


Рисунок 3.3 - Діаграма розкиду напруги в мережі

Графіки розкиду напруги для областей, зображених на рис. 3.3, допоможуть у визначенні загального впливу сонячних установок на мережу. На осі x представлено номер шини, а на осі y величина напруги. Крім того, моніторингу напруг мережі, щоб визначити, чи виникають порушення напруги, допомогло використання діаграми розкиду напруги.

Що стосується втрат для нормальних режимів роботи, то мережа моделювалась при максимальному навантаженні.

Загальні втрати для даного району становлять 8,62 кВт та 1,44 кВАр при максимальному навантаженні. Окрім втрат потужності, враховувались і енергетичні втрати для мережі. Ці втрати становлять 0,136 МВт·год для досліджуваної мережі. Вони контролюються при визначенні впливу фотоелектричної генерації.

3.1.2. Якість і стабільність напруги в електромережі

Проведено аналіз розподільчої мережі для досліджуваного району на якість до стабільної напруги. Для цього дослідження було використано програмне забезпечення NEPLAN. В таблиці 3.2 показують результати отримані для нормального режиму роботи енергосистеми.

Таблиця 3.2 - Значення чутливості основної шини (U% / МВАр)

Шина	КТП33	КТП 29	КТП 24	КТП 32	КТП 22	КТП 21
Чутливість	15.4368	16.5818	15.6411	22.6006	9.5686	8.2183

Згідно з результатами, отриманими в таблиці 3.2 для нормального режиму роботи, напруга розподільчої мережі є стабільна. За результатами аналізу та значення чутливості для нормального режиму роботи, для обраної шини підстанції були побудовані криві $Q=f(U)$ та $P=f(U)$. Для даного району було обрано шину мережевої підстанції КТП21, які представлені на рисунку 3.4.

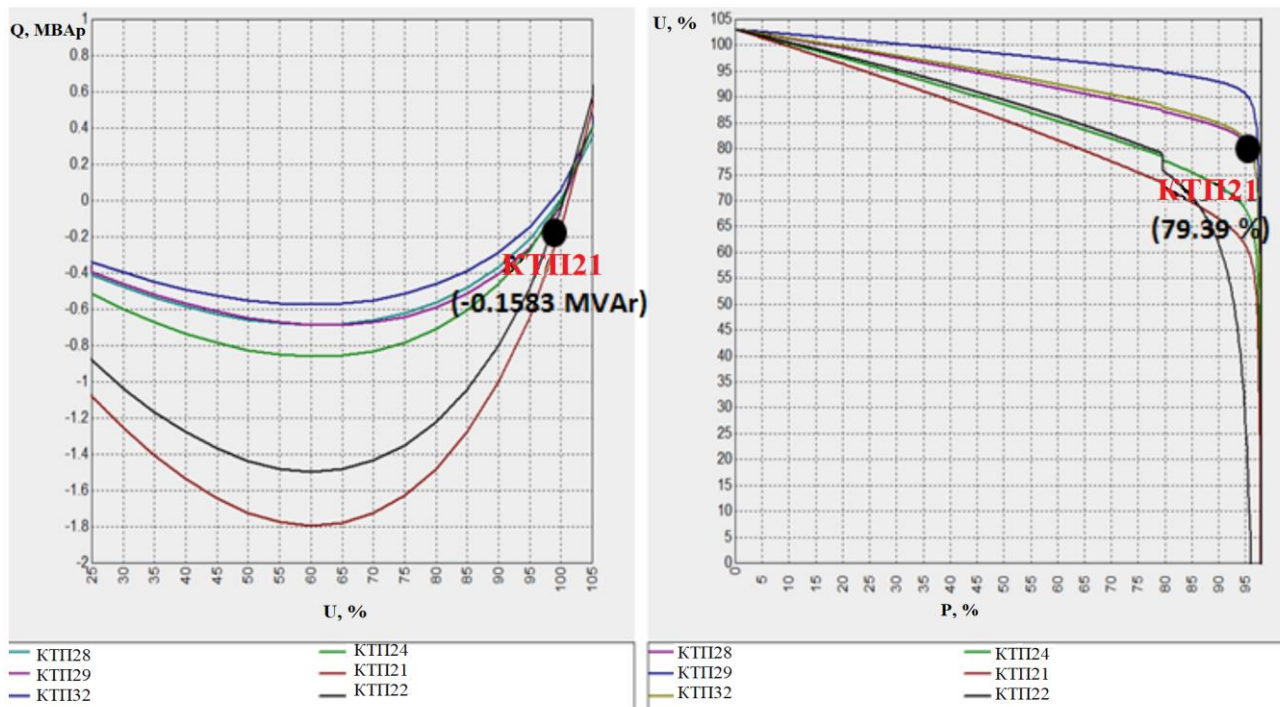


Рисунок 3.4 – Графіки відношення реактивної та активної потужності до напруги вираженої у %

Значення чутливості шини виражаються у відсотках напруги на реактивну потужність ($U\% / \text{VAr}$) для шини. Для власних значень у програмному забезпеченні (NEPLAN) було вказано сто (100) значень. Однак програма змогла дати п'ятнадцять (15) збережених значень. Усі значення були позитивними, що свідчить про стабільність. На даний момент було вирішено використовувати десять (10) значень для всієї досліджуваної мережі для визначення стабільності та якості мережі та порівняння цих значень для випадків із встановленою фотоелектричною установкою.

3.2. Вплив інтеграції сонячних установок на електромережу

Вплив інтеграції сонячної енергії визначали з використанням рівня інжекції сонячної енергії для обраної підстанції електромережі. Крім того, 30% рівень інжекції був використаний для досліджуваних розподільних мереж, який становить 77,33 кВт. У таблиці 3.3 показані всі рівні потужності інтеграції для розподільних мереж. У таблиці показано активну потужність, яка була

інтегрована до розподільних мереж для визначення впливу на різних рівнях проникнення.

Таблиця 3.3 - Рівень інжектування сонячної енергії в мережу

Рівень інжектування	Житловий сектор
0 %	0 кВт
30 %	77.33 кВт
60 %	154.66 кВт
90 %	231.98 кВт

Рівні інжектування сонячної енергії для досліджуваної електромережі, розподілялись на навантаження на основі потенціалу сонячної фотоелектричної енергії будинку як частки від загальної площі потенціалу до рівня інжектування. Це показано у рівнянні:

$$\text{Інжектування сонячної енергії} = \left(\frac{\text{Сонячний потенціал на навантаженні}}{\text{Загальний сонячний потенціал}} \right) \cdot \text{Рівень інжектування Вт} \cdot \text{год.} \quad (3.1)$$

Для електромереж досліджуваного району розглядалися сонячні енергетичні установки, які встановлюються на даху будинків. Дані установки моделювалися підключаючи підстанції в цих районах. Для інтеграції сонячної енергії враховували коефіцієнт потужності 1. Це означає лише виробництво активної енергії та відсутність реактивної потужності. На рисунках 3.5 та 3.6 представлені зразки частини мережі з сонячною фотоелектричною батареєю на даху, інтегрованою в навантаження домогосподарства. У цьому випадку наземна система не показана.

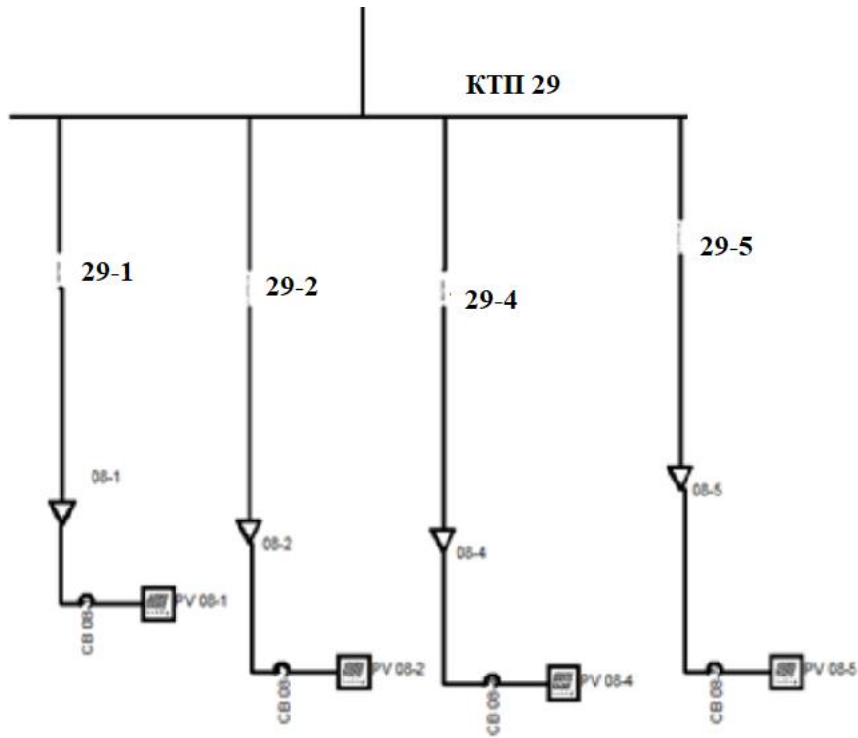


Рисунок 3.5 - Схема сонячних фотоелектрична установок які встановлюються на даху будинків

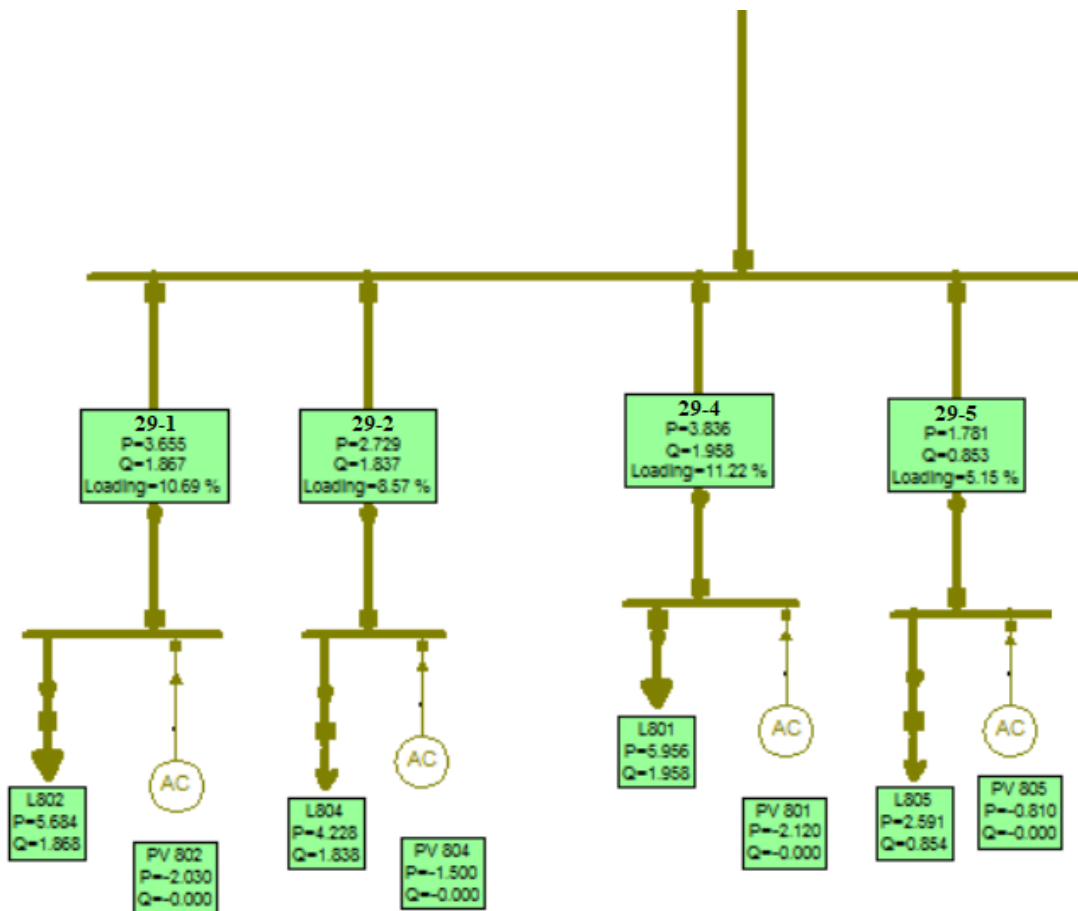


Рисунок 3.6 - Схема інтеграції сонячних батарей на даху в програмі NEPLAN

3.2.1 Вплив сонячної енергії на рівень та спад напруги

За допомогою інтегрованої в електромережу сонячної установки вивчали вплив на рівень напруги, профіль напруги та спад напруги. Для вибраних шин були отримані результати. У таблиці 3.4 наведені результати, отримані після інтеграції сонячних установок в мережу.

Таблиця 3.4 - Рівень і спад напруги на шині з сонячними установками

Підстанція	Рівень напруги (кВ)	Спад напруги (%)
КТП29	0.402	-0.58

Порівнюючи результати, отримані в таблиці 3.1, з результатами в таблиці 3.4, було виявлено, що рівень напруги на шинах у всіх зонах зростає із інтеграцією сонячних систем, в той час як було отримано зменшення падіння напруги.

Крім того, на рисунку 3.7 показано профіль напруги вибраних шин протягом двадцяти чотирьох годин при рівні інжектування енергії 30%.

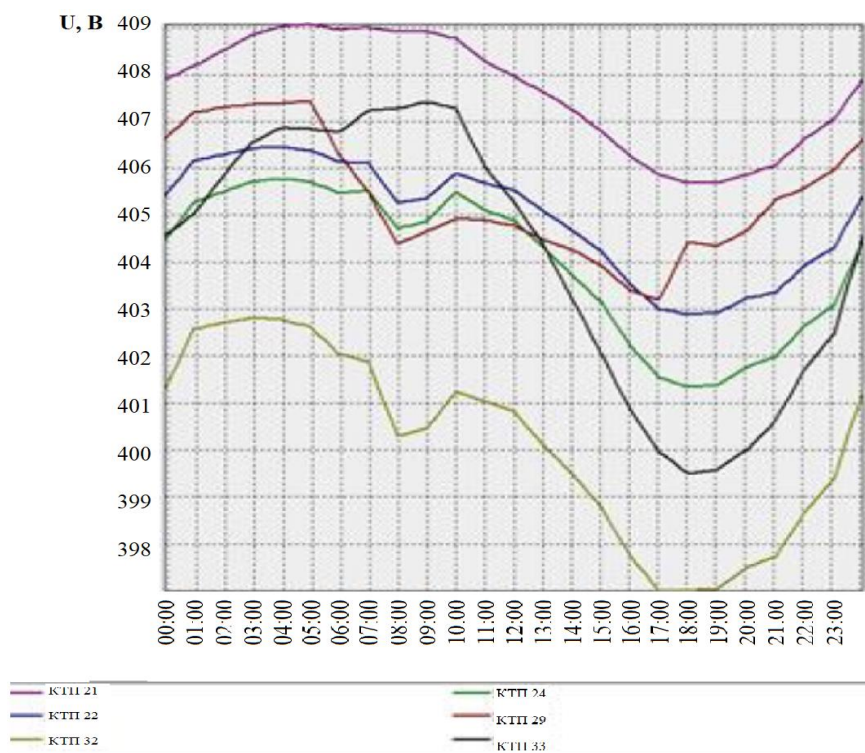


Рисунок 3.7 - Профіль напруги при рівні інжекції сонячної енергії (30%)

Профілі напруги на рисунку 3.7 показує збільшення напруги протягом дня та коли фотоелектричні установки працюють на максимальній потужності. Порівняно із звичайними результатами, інтеграція фотоелектричних установок викликає збільшення профілю напруги для вибраних шин.

Було проведено дослідження впливу сонячних енергетичних установок на весь рівень напруги та мережі. Це було зроблено із застосуванням рівнів інжектування 0%, 30%, 60% та 90%. Рисунки 3.8, 3.9, 3.10 та 3.11 представлено графіки розкиду рівня напруги мережі при рівні інжектування 0, 30%, 60%, 90%.

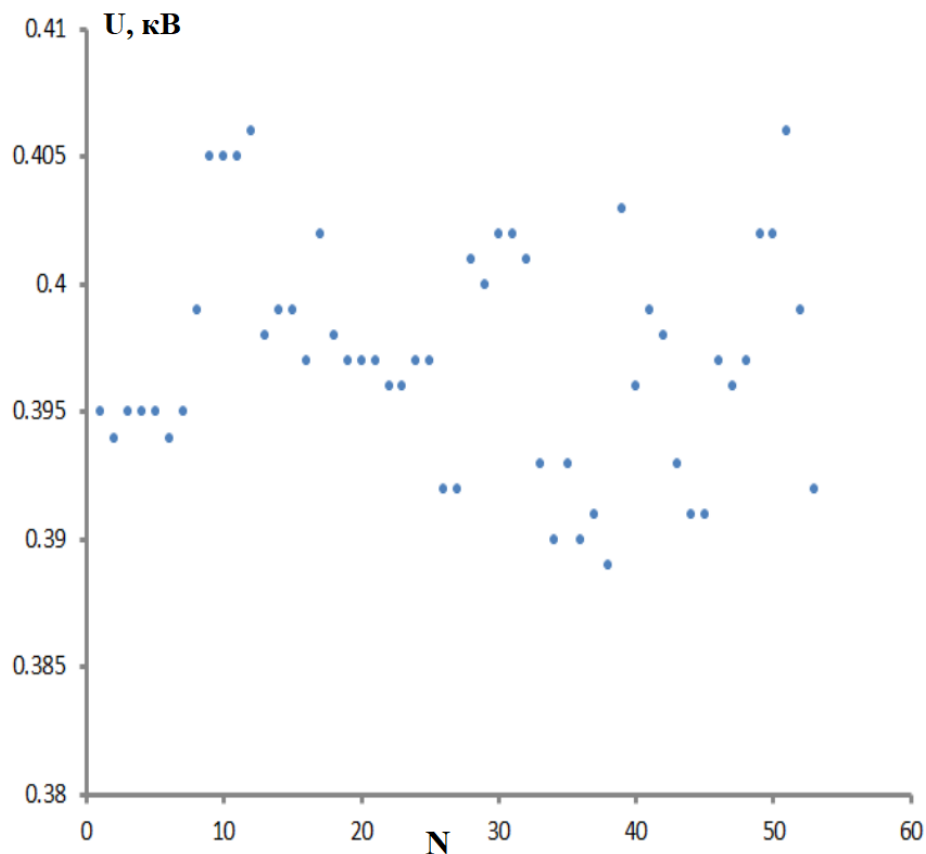


Рисунок 3.8 - Графік розкиду напруги в мережі без інжектування сонячної енергії в мережу

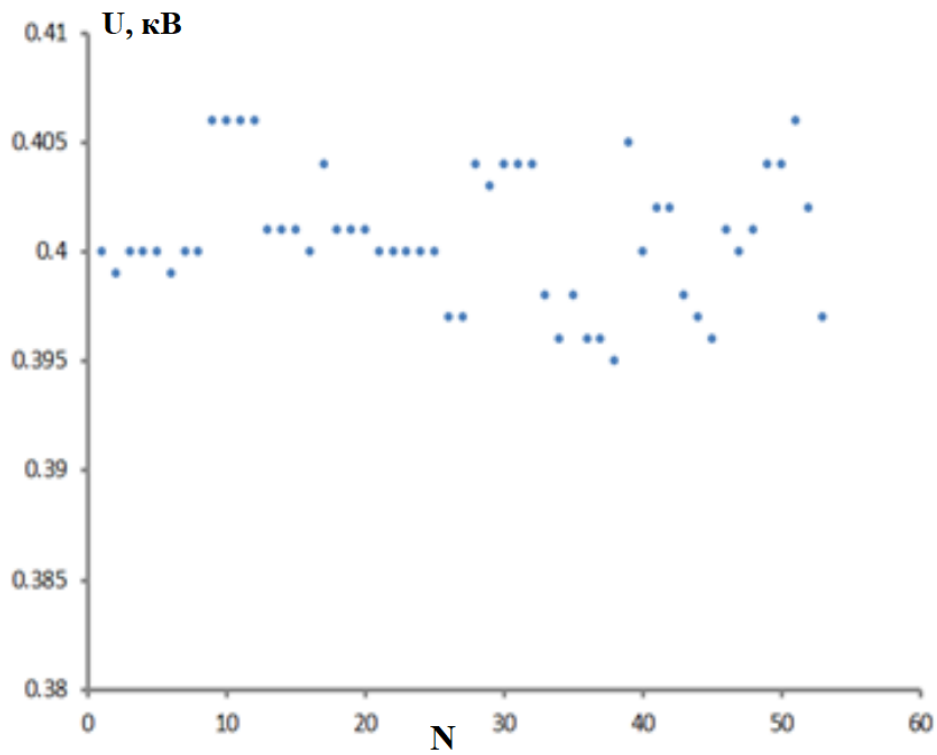


Рисунок 3.9 - Графік розкиду напруги в мережі з інжектуванням сонячної енергії в мережу (30%)

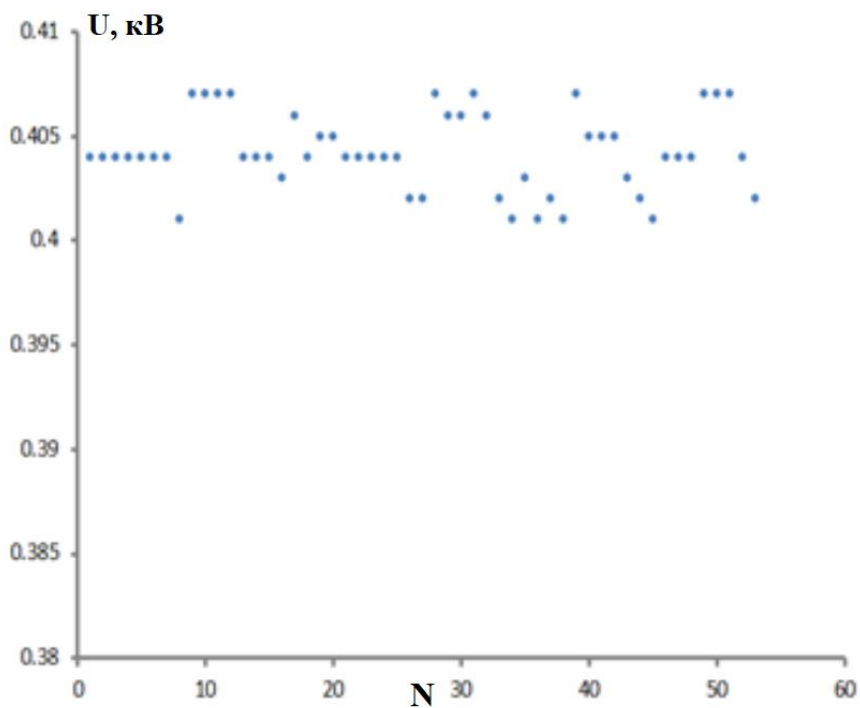


Рисунок 3.10 - Графік розкиду напруги в мережі з інжектуванням сонячної енергії в мережу (60%)

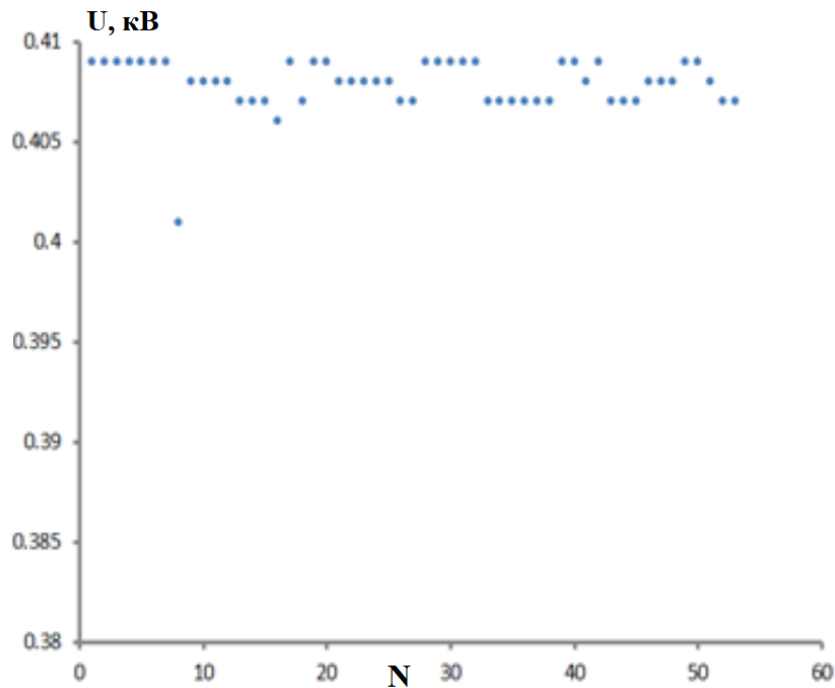


Рисунок 3.11 - Графік розкиду напруги в мережі з інжектуванням сонячної енергії в мережу (90%)

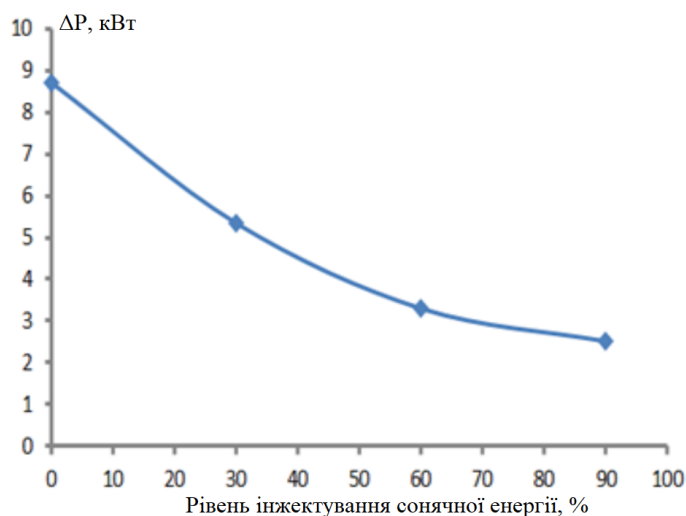
З цифр графіків розкиду напруги мережі для досліджуваного району видно, що збільшення інжектування сонячної енергії в електромережу спричинило збільшення рівня напруги мережі. Також були отримані результати спаду напруги для обраних шин в досліджуваному районні. Ці результати показані в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Спад напруги для вибраних шин досліджуваного району

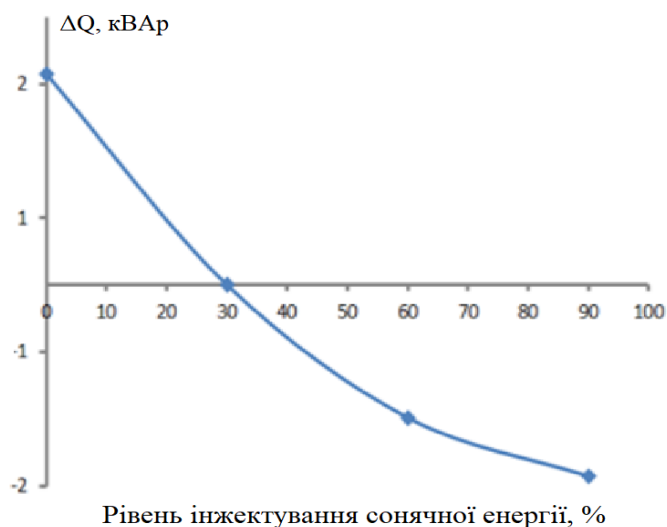
Спад напруги (%)	0%	30%	60%	90%
	Інжектування	Інжектування	Інжектування	Інжектування
КТП 33	1.1	-0.03	-1.13	-2.18
КТП 29	0.19	-0.00	-1.07	-1.68
КТП 24	0.69	-0.20	-1.08	-1.93
КТП 32	2.21	0.87	-0.43	-1.69
КТП 22	0.26	-0.50	-1.24	-1.96
КТП 21	-0.65	-1.18	-1.70	-2.21

Згідно з результатами, показаними в таблиці 3.5, інтеграція фотоелектричних елементів і збільшення рівня інжектування викликають зниження падіння напруги на шинах і фідерах.

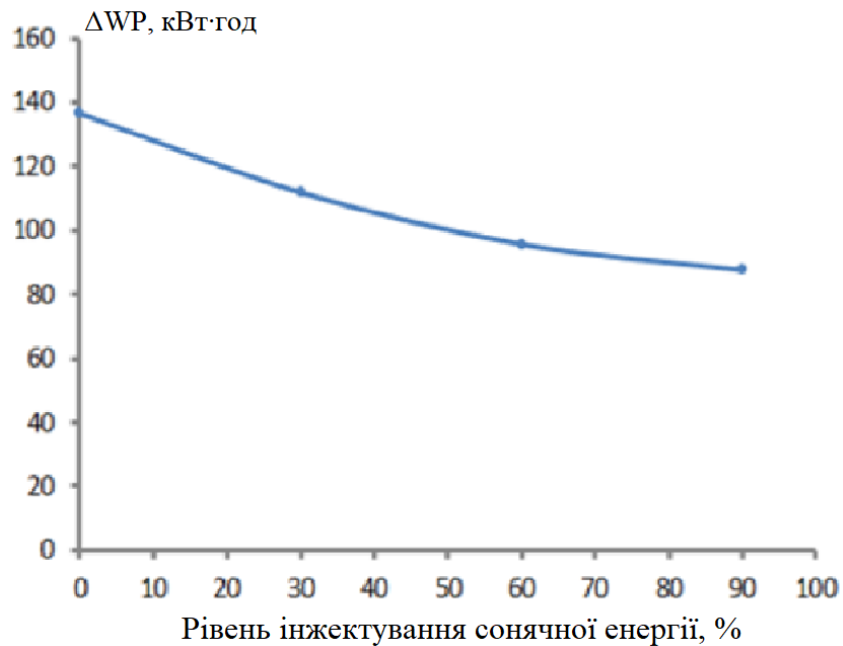
З інтеграцією сонячної фотоелектричної системи в мережу на 30% для даного району, втрати активної і реактивної потужності на цьому рівні склали 0,00534 МВт і 0 МВАр. На рисунку 3.12 і 3.13 показані втрати активної і реактивної потужності для даного району. Також на рисунку 3.14 і 3.14 показані втрати активної і реактивної енергії для даного району.



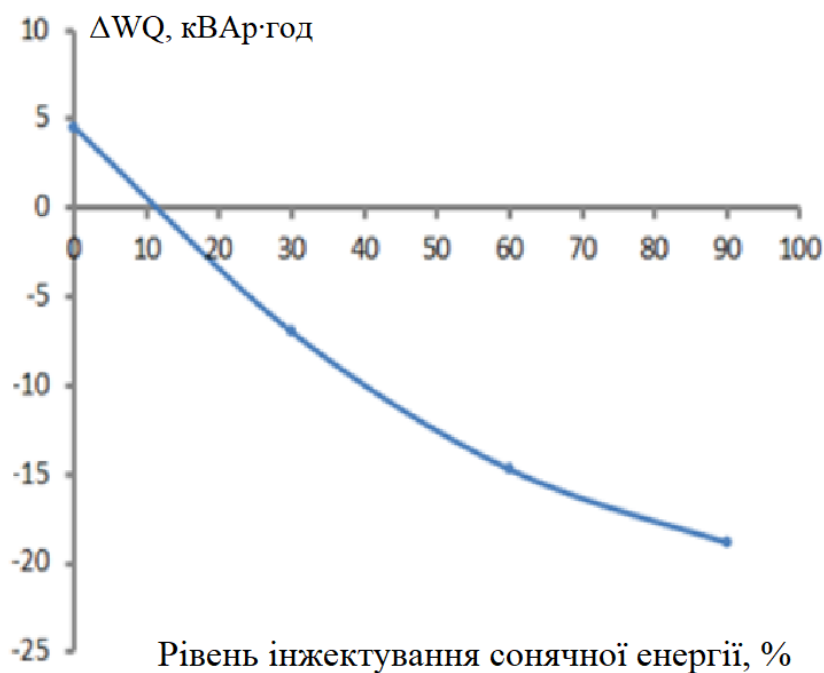
Рисунку 3.12 - Графік втрат активної потужності відносно рівня інжектування сонячної енергії в мережу



Рисунку 3.13 - Графік втрат реактивної потужності відносно рівня інжектування сонячної енергії в мережу



Рисунку 3.14 - Графік втрат активної енергії відносно рівня інжектування сонячної енергії в мережу



Рисунку 3.15 - Графік втрат реактивної енергії відносно рівня інжектування сонячної енергії в мережу

Втрати потужності і енергії для мережі зменшилися зі збільшенням рівня проникнення сонячної фотоелектричної енергії. Ця тенденція показана на рисунку 3.12 - 3.15. При рівнях проникнення 0%, 30%, 60% і 90% втрати потужності і енергії зменшувалися.

В Таблиці 3.6 представлені результати модального аналізу та чутливості мережі для даного району. Також додатково було побудовано графіки кривих Q-U і P-U для обраних шин мережі рисунку 3.16, 3.17. На графіках виділена жирним шрифтом точка представлена для контролю підтримки реактивної потужності і точки спаду напруги на шині КТП 21.

Таблиця 3.6 - Значення чутливості шини трансформаторних підстанцій

Шина КТП	Без сонячної енергії	30% сонячної енергії	60% сонячної енергії	90% сонячної енергії
КТП 33	15.4368	15.2816	15.1323	14.9911
КТП 29	16.5818	16.4910	16.4026	16.3164
КТП 24	15.6411	15.5184	16.3999	16.2865
КТП 32	22.6006	22.3367	22.0843	21.8447
КТП 22	9.5686	9.5050	9.4444	9.3869
КТП 21	8.2183	8.1813	8.1455	8.1112

Інтеграція сонячних фотоелектричних систем в розподільну мережу даного району привела до позитивних результатів по чутливості і модальному аналізу. Результати кривих P-U і Q-U, показані на рисунку 3.16 і 3.17, показують збільшення критичної напруги для шини на КТП29 і збільшення підтримуючої реактивної потужності. Результати кривих P-U і Q-U для рівнів проникнення 60% і 90%, показують ті ж тенденції, що і результати рівня проникнення 30%, показані на рисунку 3.16.

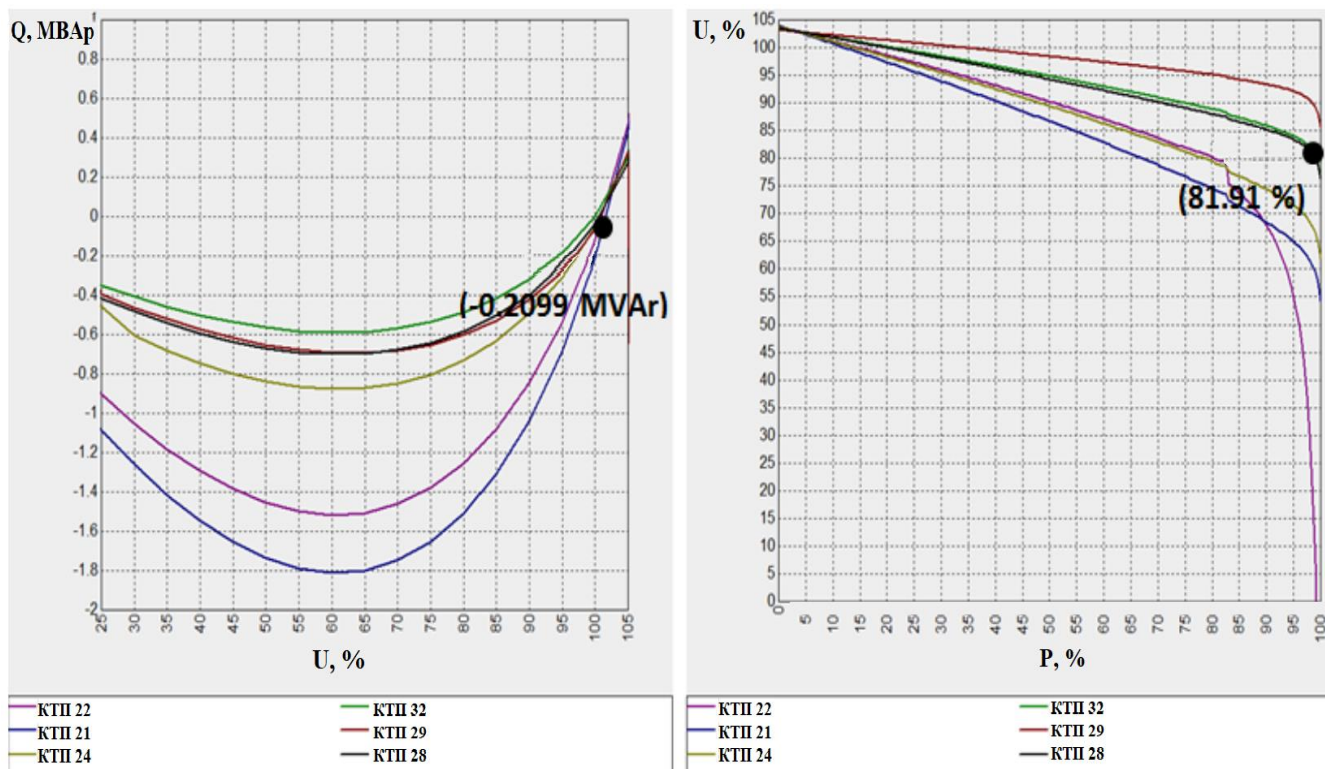


Рисунок 3.16 – Графіки відношення реактивної та активної потужності до напруги вираженої у % при рівні інжектування сонячної енергії 30%

3.3. Висновки до розділу

1. Отримані результати для рівня напруги, профілю напруги і спаду напруги з сонячною фотоелектричною енергією, інтегрованою в мережу, показали збільшення рівня напруги і зниження спаду напруги. Протягом модельованого дня, підвищення рівня напруги і профілю напруги не призводило до будь-якого порушення системи.

2. Інтеграція фотоелектричних модулів зменшила лінійне навантаження на мережі. Як і представлялося в теорії, збільшення проникнення сонячної фотоелектричної енергії привело до подальшого зниження навантаження на лінії. Це пов'язано з тим, що інтеграція сонячної енергії забезпечувала електроенергією локально і зменшувала потік енергії від джерела.

3. З результатів моделювання досліджуваної мережі, інтеграція фотоелектричних систем призводить до позитивного впливу на електромережу.

Збільшення інжектування фотоелектричних установок призвело до відповідного зниження втрат в мережі.

4. З результатів, отриманих при моделюванні стабільності напруги, інтеграція фотоелектричних установок поліпшили стабільність напруги, збільшили точку спаду напруги на шині. Це пов'язано з тим, що живлення подавалося локально.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1. Охорона праці

4.1.1 Заходи безпеки при обслуговуванні електроустановок

При дослідженні систем живлення електроустановки трансформаторних підстанцій оглядаються без зняття з них напруги, на віддалі від струмоведучих частин. Дефекти виявляються візуально – оглядом і на слух. Право одноособового огляду електроустановки має черговий із кваліфікаційною групою не нижче III або адміністративно-технічний працівник, що має V групу в установках напругою вище 1000 В і IV групу в електроустановках напругою нижче 1000 В.

При оглядах діючих електроустановок не можна проходити за огороження, знімати їх і входити в камери розподільних пристроїв, що не мають бар'єрів. При необхідності дозволяється працівникові з кваліфікаційною групою не нижче IV увійти за огороження, але за умови, що струмоведучі частини недоступні, тобто нижні фланці ізоляторів знаходяться від сталі на відстані більше 2 м, а необгороджені струмоведучі частини - на відстані більше 2,75 м при напрузі 35 кВ і 3,5 м при напрузі 110 кВ.

При менших відстанях входити за огороження можна тільки в присутності другої особи, що має кваліфікаційну групу не нижче III, і за умови, що струмоведучі частини знаходяться на відстані зазначеному в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Допустимі відстані від місця проведення робіт до струмоведучих частин у залежності від їх напруги

Номінальна напруга електроустановки, кВ	Допустима відстань, м
до 15	0,7
від 15 до 35	1,0
від 35 до 110	1,5
154	2
220	2,5
330	3,5
400 і 500	4,5

Вимкнення і зміни в електричних схемах РЕМ здійснюються тільки за розпорядженням або з відома чергового персоналу, у керуванні або підпорядкуванні якого знаходиться устаткування. При пожежах, нещасних випадках або при стихійних лихах негайно потрібно вимикати електроустаткування без узгодження, з послідуочим записом у оперативному журналі.

Розпорядження вважається виконаним після того, як черговий повідомить особисто або телефоном черговому диспетчерові енергосистеми мереженого району, черговому інженерові, тобто особі, що дала розпорядження. Керуватися показами приладів та повідомленнями осіб не оперативного персоналу про виконання розпорядження не можна.

Особа, що віддає розпорядження про переключення, обов'язково перевіряє послідовність операцій за оперативною схемою. Черговий, який отримав розпорядження, зобов'язаний повторити його і записати в оперативний журнал.

За оперативною схемою або макетові цей черговий намічає порядок операції. Якщо переключення виконують дві особи, то перша особа є старшою, роз'ясняє другій (виконавцю) завдання і послідовність його виконання.

В електроустановках напругою вище 1000 В, не обладнаних повністю блокованими від неправильних операцій роз'єднувачів, складні переключення проводяться за бланками. В бланку переключень виконується запис усіх операцій про увімкнення і вимкнення електрообладнання точно у тій послідовності, у якій ці операції повинні виконуватись.

Прості переключення на одному електричному приєднанні і переключення в електроустановках повністю обладнаних блокуванням роз'єднувачів від неправильної операції, можуть виконуватись без бланків.

Бланки переключень заповнює і підписує черговий який є безпосереднім виконавцем. Старший черговий контролюючий виконання операцій, перевіряє бланк і також його підписує. Старший черговий зачитує зміст операції виконавець повторює прочитане і приступає до виконання. Старший контролює дії виконавця і відразу відзначає в бланку виконання операції. При сумніві в

правильності операцій робота припиняється до в'яснення правильного порядку переключень. Якщо черговий робить переключення одноосібно, то він зачитує послідовність операцій вказаних у бланку телефоном старшому черговому який віддав розпорядження. Цей черговий є контролюючою особою.

Дозвіл на переключення виконавець зобов'язаний одержати телефоном безпосередньо перед їх виконанням. Приєднання вмикають або вимикають з допомогою вимикачів.

Якщо роз'єднувач має ручний привід, то операції з ним виконують в діелектричних рукавицях з ізолюваною основою. Вимикати і вмикати потрібно швидко, рішуче і до упора. Увімкнення і вимкнення роз'єднувачів виконується, як правило без навантаження. Роз'єднувачами допускається розмикати струми замикання на землю і зарядні струми повітряних і кабельних ліній не вище наведених в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Залежність струму замикання на землю і зарядного струму від напруги

Напруга, <i>кВ</i>	Струм замикання на землю, <i>А</i>	Зарядний струм на фазу, <i>А</i>
3 – 6	7,5	2,5
10 – 20	3,0	1,0
35	1,5	0,5

Дозволяється вимикати навантажувальний струм лінії до $I \leq 15 \text{ А}$ при напрузі $U \leq 10 \text{ кВ}$.

Роз'єднувачі необхідно вмикати ривком. Якщо при цьому виникає дуга, то ножі необхідно довести до кінця. У протилежному випадку зворотний хід ножа викличе виникнення дуги й нещасний випадок. Вимикати роз'єднувачі треба, навпаки, повільно, особливо в початковий момент. Якщо з'явиться дуга при відході ножів від губок, то роз'єднувач необхідно увімкнути назад.

Роз'єднувачі відключають (включають) у діелектричних рукавицях. Роз'єднувачі з пофазним керуванням і з вертикальним розташуванням – у

діелектричних рукавицях, з використанням ізолюючих штанг і стоячи на ізолюючій підставці. Старшим може бути черговий, що має не меншу ніж IV кваліфікаційну групу. Прості перемикання на одному електричному приєднанні дозволяється виконувати оперативному персоналу, що має не нижче ніж IV кваліфікаційну групу, одноосібно.

Перевіряти відсутність напруги, накладати й знімати переносні заземлення дозволяється не менш ніж двом виконавцям.

В установках напругою до 1000 В апаратуру перемикає один працівник, що має III кваліфікаційну групу, якщо він черговий, IV кваліфікаційну групу, якщо він не є черговим.

Персонал, що виконує перемикання, повинен твердо знати, що у випадку зникнення напруги воно може бути подане знову без попередження як в умовах нормальної експлуатації, так і при аваріях.

4.1.2 Вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок

При дослідженні систем живлення було виявлено що кабель, прокладений в землі чи в трубах відкрито, може при пошкодженні стати причиною пожежі.

Пожежа може виникнути внаслідок загоряння гарячих матеріалів, що знаходяться в кабельній споруді, при електричному розряді кабелю чи в момент випробувань, чи при ремонтних роботах із – за недотримання заходів пожежної безпеки.

В електричних мережах необхідно виконувати наступні вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок:

1) допускається гасіння пожежі водяними потоками на невимкнених електроустановках напругою до 10 кВ, відкритих тільки для огляду електрика. При цьому опору заземляють, а електрик – працює в діелектричних ботах та рукавицях. Не допускається гасіння пожеж ручними засобами ;

2) забороняється гасіння пожежі усіма видами пін з допомогою ручних засобів в електроустановках під напругою, так як піна і розчини піноутворювачів мають велику електропровідність. Тільки в окремих випадках

при спеціальному закріпленні піногенераторів і надійному їх заземленні, а також заземленні насосів пожежних машин, дозволяється гасити пожежу повітряно – механічною піною в електроустановках напругою до 10 кВ, які знаходяться під напругою;

3) при пожежі трансформатор вимикається з обох сторін, після чого одразу ж приступають до його гасіння будь – якими засобами (повітряно – механічною піною, розпиленою водою, вогнегасниками). При гасінні пожежі в трансформаторах, які встановлені в приміщеннях, необхідно прийняти заходи щодо попередження розповсюдження пожежі через вентиляційні та інші канали. Вентиляція в приміщенні в цей період може умикатись тільки з вказівки пожежного підрозділу;

4) при загорянні кабелів необхідно при наявності стаціонарної системи пожежегасіння (повітряно – механічною піною, розпиленою водою) включити її в роботу. При гасінні горючих кабелів напругою вище 1000 В у кабельному тунелі, пожежник який працює з пожежним стволем, повинен направляти потоки води через дверний люк, не заходячи при цьому в відсік з горючими кабелями. Одночасно з гасінням пожежі кабелів потрібно прийняти заходи з швидкого зняття з них напруги;

5) щити управління станцій чи підстанцій напругою до 0,4 кВ являються найбільш важливою частиною електроустановок, тому найбільшу увагу при гасінні пожежі приділяється збереженню на них встановленої апаратури;

б) при загорянні кабелів, проводів і апаратів на панелях щитів управління оперативний персонал повинен зняти напругу з панелей, не допускаючи переходу вогню на сусідні панелі. В цьому випадку застосовують вуглекислотні вогнегасники чи брометиллові, а також порошкові вогнегасники.

В розподільчих пунктах (РП) пожежі вкрай рідкісні із – за відсутності горючих матеріалів. Вибух та загоряння масла в бакових масляних вимикачах, встановлених в окремих камерах, не спричинять пошкоджень обладнання всього РП.

В трансформаторних підстанціях (ТП), де встановлені маслонаповнені трансформатори, при витіканні масла і виникненні внаслідок цього короткого

замикання всередині трансформатора може виникнути пожежа.

При виявленні пожежі в РП чи ТП чергова бригада в першу чергу проводить всебічне вимкнення горючого обладнання від мережі та приступає до гасіння пожежі, застосовуючи порошковий вогнегасник чи пісок. В випадку необхідності чергова бригада викликає місцеву пожежну команду.

4.2. Безпека в надзвичайних ситуаціях

4.2.1 Захист електротехнічних систем та електронної апаратури від пошкоджень, які викликані електромагнітним імпульсом ядерного вибуху

Створення напівпровідникових приладів, а потім і інтегральних схем, особливо пристроїв цифрової техніки на їх основі, і широке впровадження засобів в радіоелектронну військову апаратуру примусили військових фахівців з іншого оцінити загрозу ЕМІ. З 1970 року питання захисту зброї і військової техніки від ЕМІ стали розглядатися міністерством оборони США як що мають вищу пріоритетність.

Механізм генерації ЕМІ полягає в наступному. При ядерному вибуху виникають гамма і рентгенівське випромінювання і утвориться потік нейтронів. Гамма-випромінювання, взаємодіючи з молекулами атмосферних газів, вибиває з них так звані комптонівські електрони. Якщо вибух здійснюється на висоті 20-40 км., То ці електрони захоплюються магнітним полем Землі і, обертаючись відносно силових ліній цього поля створюють струми, що генерують ЕМІ. При цьому поля ЕМІ когерентно підсумовуються у напрямі до земної поверхні, тобто магнітне поле Землі виконує роль, подібну фазованою антеною грат. В результаті цього різко збільшується напруженість поля, а отже, і амплітуда ЕМІ в районах південніше і на північ від епіцентру вибуху. Тривалість даного процесу з моменту вибуху від 1 - 3 до 100 нс.

На наступній стадії, що триває приблизно від 1 мкс до 1 з, ЕМІ створюється комптонівськими електронами, вибитими з молекул багато разів відображеним гамма-випромінюванням і за рахунок непружного зіткнення цих електронів з потоком що випускаються при вибуху нейтронів. Інтенсивність

ЕМІ при цьому виявляється приблизно на три порядки нижче, ніж на першій стадії.

На кінцевій стадії, що займає період часу після вибуху від 1 з до декількох хвилин, ЕМІ генерується магнітогідродинамічним ефектом, породжуваним збуреннями магнітного поля Землі струмопровідних вогняною кулею вибуху. Інтенсивність ЕМІ на цій стадії вельми мала і становить декілька десятків вольт на кілометр.

Найбільшу небезпеку для радіоелектронних засобів представляє перша стадія генерування ЕМІ, на якій відповідно до закону електромагнітної індукції через надзвичайно швидкого наростання амплітуди імпульсу (максимум досягається на 3 - 5 нс після вибуху) наведеної напруга може досягати десятків кіловольт на метр на рівні земної поверхні, плавно знижуючись в міру віддалення від епіцентру вибуху.

Амплітуда напруги, що наводяться ЕМІ в провідниках, пропорційна довжині провідника, що перебуває в його полі, і залежить від його орієнтації щодо вектора напруженості електричного поля.

Так, напруженість поля ЕМІ в високовольтних лініях електропередачі може досягати 50 кВ/м, що призведе до появи в них струмів силою до 12 тис.А.

ЕМІ генеруються і при інших видах ядерних вибухів - повітряному і наземному. Теоретично встановлено, що в цих випадках його інтенсивність залежить від ступеня асиметричності просторових параметрів вибуху. Тому повітряний вибух з точки зору генерації ЕМІ найменш ефективний. ЕМІ наземного вибуху буде мати високу інтенсивність, проте вона швидко зменшується в міру віддалення від епіцентру.

Ідеальною захистом від ЕМВ стало б повне укриття приміщення, в якому розміщена радіоелектронна апаратура, металевий екран.

Разом з тим ясно, що практично забезпечити такий захист у ряді випадків неможливо, тому що для роботи апаратури часто потрібно забезпечити її електричну зв'язок із зовнішніми пристроями. Тому використовуються менш надійні засоби захисту, такі, як струмопровідні сітки або плівкові покриття для вікон, стільникові металеві конструкції для повітрязабірників і вентиляційних

отворів і контактні пружинні прокладки, які розміщуються по периметру дверей і люків.

Більш складною технічною проблемою вважається захист від проникнення ЕМІ в апаратуру через різні кабельні вводи. Радикальним вирішенням цієї проблеми міг би стати перехід від електричних мереж зв'язку до практично не схильним до дії ЕМІ волоконно-оптичних. Однак заміна напівпровідникових приладів у всьому спектрі виконуваних ними функцій електронно-оптичними пристроями можливо тільки у віддаленому майбутньому. Тому в даний час засобів захисту кабельних вводів найбільш широко використовуються фільтри, в тому числі волоконні, а також іскрові розрядники, металлоокисні варистори і високошвидкісні зенеревські діоди.

Найбільш раціональним підходом до проектування засобів захисту від ЕМІ кабельних вводів є створення таких роз'ємів, в конструкції яких передбачені спеціальні заходи, що забезпечують формування елементів фільтрів і встановлення вбудованих зенеревських діодів. Подібне рішення сприяє отриманню дуже малих значень ємності та індуктивності, що необхідно для забезпечення захисту від імпульсів, які мають незначну тривалість і, отже, потужну високочастотну складову. Використання роз'ємів подібної конструкції дозволить вирішити проблему обмеженою масо-габаритних характеристик пристрою захисту.

Складність вирішення завдання захисту від ЕМІ і висока вартість розроблених для цих цілей коштів і методів змушують піти на перших парах по шляху їх вибіркового застосування в особливо важливих системах зброї і військової техніки. Першими цілеспрямованими роботами в цьому напрямку були програми захисту від ЕМІ стратегічної зброї. Такий самий шлях обраний і для захисту мають велику протяжність систем управління та зв'язку. Проте основним методом вирішення даної проблеми зарубіжні фахівці вважають створений так званих розподілених мереж зв'язку (типу "Гвен"), перші елементи яких вже розгорнуто на континентальній частині США.

Сучасний стан проблеми ЕМІ можна оцінити таким чином. Досить добре досліджені теоретично і підтверджено експериментально механізми генерації

ЕМІ і параметри його вражаючої дії. Розроблено стандарти захищеності апаратури і відомі ефективні засоби захисту. Однак для досягнення достатньої впевненості в надійності захисту систем і засобів від ЕМІ необхідно провести випробування за допомогою імітатора. Що стосується повномасштабних випробувань систем зв'язку та управління, то це завдання навряд чи буде вирішена в доступному для огляду майбутньому.

Потужний ЕМІ можна створити не тільки в результаті ядерного вибуху.

Сучасні досягнення в області неядерних генераторів ЕМІ дозволяють зробити їх достатньо компактними для використання з звичайними і високоточними засобами доставки.

В даний час у деяких західних країнах ведуться роботи по генерації імпульсів електромагнітного випромінювання магнітодинамічними пристроями, а також високовольтними розрядами. Тому питання захищеності від впливу ЕМІ будуть залишатися в центрі уваги фахівців при будь-якому результаті переговорів про ядерне роззброєння.

4.2.2 Дія електричного струму на людину. Перша допомога при електротравмах

Електричні прилади, установки, обладнання, з якими людина має справу, становлять для неї велику небезпеку, яка посилюється тим, що органи чуття людини не можуть на відстані виявити наявності електричної напруги, як, наприклад, теплової, світлової чи механічної енергії. Тому захисна реакція організму виявляється тільки після безпосереднього потрапляння під дію електричного струму. Другою особливістю дії електричного на організм людини є те, що струм, проходячи через людину, діє не тільки в місцях контактів і на шляху протікання через організм, а й викликає рефлекторні порушення нормальної діяльності окремих органів (серцево-судинної системи, системи дихання). Третя особливість – це можливість одержання електротравм без безпосереднього контакту із струмопровідними частинами – при переміщенні по землі поблизу uszkodженої електроустановки (у випадку замикання на землю), ураження через електричну дугу.

Особливості впливу електричного струму на організм людини.

Електричний струм, проходячи через тіло людини, зумовлює перетворення поглинутої організмом електричної енергії в інші види і спричиняє термічну, електролітичну, механічну і біологічну дію.

Найбільш складною є біологічна дія, яка притаманна тільки живим організмам. Термічний і електролітичний вплив властиві будь-яким провідникам.

Термічний вплив електричного струму характеризується нагріванням тканин аж до опіків.

Статистика свідчить, що більше половини всіх електротравм становлять опіки. Вони важко піддаються лікуванню, тому що глибоко проникають у тканини організму. В електроустановках напругою до 1 кВ найчастіше спостерігаються опіки контактного виду при дотиканні тіла до струмопровідних частин.

Опіки можливі при проходженні через тіло людини струму більше 1А. Тільки при великому струмі тканини, які уражаються, нагріваються до температури 60-700С і вище, при якій згортається білок і з'являються опіки.

Майже у всіх випадках включення людини в електричний ланцюг на її тілі і в місцях дотикання спостерігаються “електричні знаки” сіро-жовтого кольору круглої або овальної форми.

При опіках від впливу електричної дуги можлива металізація шкіри частками металу дугової плазми. Уражена ділянка шкіри стає твердою, набуває кольору солей металу, які потрапили в шкіру.

Електролітична дія струму виявляється у розкладанні органічної рідини, в тому числі крові, яка є електролітом, та в порушенні її фізико-хімічного складу.

Біологічна дія струму виявляється через подразнення і збудження живих тканин організму, а також порушення внутрішніх біологічних процесів. Механічна дія струму призводить до розриву тканин організму внаслідок електродинамічного ефекту, а також миттєвого вибухоподібного утворення пари з тканинної рідини і крові.

Внаслідок дії електричного струму або електричної дуги виникає електротравма. Електротравми умовно поділяють на загальні і місцеві. До місцевих травм належать опіки, електричні знаки, електрометалізація шкіри, механічні пошкодження, а також електрофтальмія (запалення очей внаслідок впливу ультрафіолетових променів електричної дуги).

Загальні електротравми називають також електричними ударами. Вони є найбільш небезпечним видом електротравм. При електричних ударах виникає збудження живих тканин, судомне скорочення м'язів, параліч м'язів опорно-рухового апарату, м'язів грудної клітки (дихальних), м'язів шлуночків серця.

Розрізняють три ступені впливу струму при проходженні через організм людини (змінний струм):

відчутний струм – початок болісних відчуттів (до 0-1,5 мА);

невідпускний струм – судоми і біль, важке дихання (10-15 мА);

фібриляційний струм – фібриляція серця при тривалості діє струму 2-3с, параліч дихання (90-100 мА).

Змінний струм небезпечніший за постійний. При струмі 20-25 мА пальці судомно стискають узятий в руку предмет, який опинився під напругою, в м'язи передпліччя паралізуються і людина не може звільнитися від дії струму. У багатьох паралізуються голосові зв'язки: вони не можуть покликати на допомогу.

Має значення струму через тіло і особливо місця входу і виходу струму. Із можливих шляхів проходження струму через тіло людини найбільш небезпечним є той, при якому вражається головний мозок (голова-руки, голова-ноги), серце і легені (руки-ноги). Але відомі випадки смертельних уражень електричним струмом, коли струм зовсім не проходив через серце, легені, а йшов, наприклад, через палець або через дві точки на гомілці. Це пояснюється існуванням на тілі людини особливо уразливих точок, які використовують при лікуванні голкотерапією.

Перед включенням електроприладу необхідно візуально перевірити електрошнур на наявність механічних порушень. Електроприлади повинні бути надійно заземлені згідно з правилами улаштування приладу. Забороняється

працювати з електроприладами вологими руками. Не залишати електроприлад без нагляду на довгий час, після закінчення роботи перевірити, чи всі прилади вимкнені. При виявленні або виникненні несправності в електроприладі негайно викликати електрика, що обслуговує прилад. Категорично заборонено виконувати будь-які ремонтні роботи самостійно.

Рятування життя людини, ураженої струмом, у багатьох випадках залежить від швидкості і правильності дій осіб, що здійснюють допомогу. Передусім потрібно якнайшвидше звільнити потерпілого від дії електричного струму. Якщо неможливо відключити електричне обладнання від мережі, потрібно відразу приступити до звільнення потерпілого від струмопровідних частин, не доторкаючись при цьому до потерпілого.

Заходи долікарської допомоги після звільнення потерпілого залежать від його стану, її потрібно надавати негайно, по можливості на місці події, одночасно викликавши медичну допомогу. Якщо потерпілий не знепритомнів, потрібно забезпечити йому на деякий час спокій, не дозволяючи рухатись до прибуття лікаря. Якщо потерпілий дихає рідко і судорожно, але прослуховується пульс, потрібно негайно зробити йому штучне дихання. При відсутності дихання, розширення зіниць і посиніння шкіри потрібно робити штучне дихання і непрямий масаж серця.

Надавати допомогу необхідно до прибуття лікаря, оскільки є багато випадків, коли штучне дихання і масаж серця повертали потерпілих до життя.

Тяжкість ураження електричним струмом залежить від цілого ряду чинників: значення сили струму; електричного опору тіла людини і тривалості протікання через нього струму; роду і частоти струму (змінний, постійний); індивідуальних особливостей людини та умов оточуючого середовища. Основним фактором, що зумовлює ступінь ураження людини, є сила струму. Поріг відчуття струму залежить від стану нервової системи та фізичного розвитку людини. Для жінок порогове значення струму в 0,5 раза нижче, ніж для чоловіків.

Надання першої медичної допомоги при ураженні електричним струмом

Лікування пошкоджень при електротравмі передбачає: надання потерпілому першої допомоги і місцеву та загальну терапію.

Головним у поданні першої допомоги є відключення потерпілого від джерела струму. Іноді це становить значні труднощі через судомне скорочення м'язів потерпілого. З цією метою треба вимкнути рубильник, викрутити запобіжник, сокирою або лопатою з дерев'яною ручкою перерубати дрiт тощо. Якщо це зробити неможливо, треба відтягнути дрiт від потерпілого або потерпілого від дроту палицею, шнуром. При цьому треба поводитися дуже обережно: відтягувати дрiт від потерпілого сухою гілкою або шнуром; не можна перерізувати два дроти разом, аби не було короткого замикання. До речі, не можна перерізувати дроти в приміщенні, де є легкозаймисті речовини, бо може бути вибух. Звільнити потерпілого від джерела струму не можна голими руками, треба користуватися гумовими рукавичками. Потрібна ізоляція не лише від джерела струму, але й від землі. З цією метою взувають гумові галоші або стають на ізолюючий матеріал (гумовий килимок, скло, суха дошка, товстий шар тканини, паперу, картону). Треба пам'ятати, що тіло потерпілого теж проводить електричний струм, а тому брати його треба за одяг, який відстає від тіла і є сухим.

Якщо сталося ураження струмом високої напруги (дрiт від високовольтної лінії), можна використати спосіб аземлення (з'єднати дротом струмо-провідні частини із землею). Це дає можливість ліквідувати або значно зменшити силу струму в ланцюгу. Коли хворий не знепритомнів, проводять лікування з приводу запаморочення, колапсу чи шоку за загальноприйнятими правилами. Якщо ж він непритомний, потрібні термінові реанімаційні заходи: у разі зупинки серця — непрямий масаж серця, дихання — штучну вентиляцію легень за методом рот до рота або рот до носа. Штучну вентиляцію легень і масаж серця продовжують і під час транспортування потерпілого в стаціонар до відновлення самостійного дихання. Коли допомога надається лікарем "Швидкої допомоги", проводять штучну вентиляцію легень за допомогою ручних апаратів, вводять підшкірно 1 мл 1 % розчину лобеліну, 1 мл цититону. Якщо протягом 30 хв самостійне дихання не відновиться, вдаються до інтубації трахеї

і продовжують штучну вентиляцію з відсмоктуванням вмісту з трахеобронхіального дерева.

Потерпілому слід забезпечити спокій, покласти його в ліжку. Не можна дозволяти йому стояти, а тим паче продовжувати роботу.

За відсутності ефекту від непрямого масажу серця показаний прямий масаж з розкриттям грудної клітки. Наявність фібриляції шлуночків, що визначається на електрокардіограмі, свідчить про доцільність електричної дефібриляції. Одночасно проводять штучну вентиляцію легень. Підготовка до дефібриляції серця не вимагає зупинки непрямого чи прямого масажу серця і штучної вентиляції легень. Під ліву лопатку хворого підкладають один електрод від дефібрилятора, другий беруть за ізольовану ручку і, тримаючи його в руці, очікують, доки конденсатор зарядиться (4000—4500 V). Після цього рівномірно і щільно прикладають електрод до ділянки серця. Припиняючи на хвилину масаж серця і штучну вентиляцію легень, проводять дефібриляцію. Ефект її виявляється в появі самостійного пульсу безпосередньо після розряду або після продовження масажу.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Розроблено метод, який базується на аналізі чутливості, втрат потужності в електромережі і дозволяє однозначно характеризувати доцільність приєднання розподілених джерел енергії в обраних вузлах, виходячи з технічної ефективності експлуатації розподільних мереж, а також мінімізації втрат електроенергії при її транспортуванні.

2. Отримані результати для рівня напруги, профілю напруги і спаду напруги з сонячною фотоелектричною енергією, інтегрованою в мережу, показали збільшення рівня напруги і зниження спаду напруги. Протягом модельованого дня, підвищення рівня напруги і профілю напруги не призводило до будь-якого порушення системи.

3. Інтеграція фотоелектричних модулів зменшила лінійне навантаження на мережі. Збільшення інжектування сонячної фотоелектричної енергії привело до подальшого зниження навантаження на лінії. Це пов'язано з тим, що інтеграція сонячної енергії забезпечувала електроенергією локально і зменшувала потік енергії від джерела.

4. З результатів моделювання досліджуваної мережі, можна стверджувати, що інтеграція фотоелектричних систем призводить до позитивного впливу на електромережу. Збільшення інжектування фотоелектричних установок призвело до відповідного зниження втрат в мережі.

5. З результатів, отриманих при моделюванні стабільності напруги, інтеграція фотоелектричних установок поліпшила стабільність напруги, збільшила точку спаду напруги на шині. Це пов'язано з тим, що живлення подавалося локально.

6. Вплив розподілених джерел енергії на роботу систем захисту і автоматики обумовлено перерозподілом перетоків потужності при паралельній роботі розподілених джерел енергії з центральною енергосистемою в нормальному і аварійних режимах, порушеннями функціонування пристроїв і алгоритмів з огляду на підключення додаткового джерела живлення в зоні їх дії.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. J. Widen, E. Wackelgard, J. Paatero and P. Lund, "Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids," *Electric power systems research*, vol. 80, pp. 1562-1571, 2010.
2. T. Walla, J. Widen, J. Johansson and C. Bergerland, "Determining and Increasing the PV Hosting Capacity for Photovoltaics in the Swedish Distribution Grids," in *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Frankfurt, 2012.
3. A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick and B. Kroposki, "Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 350 - 357, 2012.
4. OGIJ Editors, "BP Energy Outlook 2014," BP, London, 2014.
5. M. Suri, T. Cebecauer, A. Skoczek, R. Marais, U. Mushwana, J. Reinecke and R. Meyer, "Cloud Cover Impact on Photovoltaic Power Production in South Africa", Stellenbosch University, 2014.
6. M. Paulescu, E. Paulescu, P. Gravila and V. Badescu, "Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation," London: Springer-Verlag, 2013.
7. R. A. Shalwala, "PV Integration into Distribution Networks in Saudi Arabia", PhD Thesis, University of Leicester, Leicester, 2012.
8. R. Shaha, N. Mithulananthana, C. R. Bansal and V. K. Ramachandaramurthy, "A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews-Elsevier*, vol. 41, pp. 1423-1436, 2015.
8. F. Katiraei and J. R. Aguero, "Solar PV Integration Challenges," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 9, no. 3, pp. 62 - 71, 2011.
9. J. Schoene, V. Zheglov, D. Houseman, J. C. Smith and A. Ellis, "Photovoltaics in Distribution Systems-Integration Issues and Simulation Challenges," in *Power and Energy Society General Meeting (PES), IEEE*, 2013.
10. Кириленко А.В., Трач И. В. Технические особенности функционирования энергосистем при интеграции источников распределенного

генерирования / А.В. Кириленко, И.В. Трач // Труды Института электродинамики НАН Украины. - 2009. - Вып. 24. - С. 3-7.

11. Катренко Г.Н. Тенденции в распределительных электрических сетях и основные мероприятия и перспективы, которые из них вытекают / Г.Н. Катренко // Электрические сети и системы. - 2011. - №1. - С. 4-9.

12. Мерцалов А.Е. Оптимизация процессов в энергетике / А.Е. Мерцалов // Электрические станции. - 2012. - № 1. - С. 26-37.

13. Шведов Г.В., Сипачева О.В., Савченко О.В. Потери электроэнергии при её транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение / Под ред. Ю.С. Железко. — М.: Издательский дом МЭИ, 2013. - 424с.

14. Потери мощности и энергии в электрических сетях. / Под ред. Г, Е. Поспелова. -М: Энергоиздат, 1981. - 216 с, ил.

15. Фурсанов М.И, Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - Минск: Изд-во "Тэхноложія", 2000, - 247 с.

16. Железко Ю. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко, А.В Артемьев, О.В. Савченко О.В - М.: Изд- во НЦ ЭНАС, 2004. - 280 с.

17. Железко Ю.С. Потери электроэнергии в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование / Ю.С. Железко, Ю.В. Шаров, Г.К. Зарудский, О.В. Сипачева, Г.В. Шведов // учебное пособие / - М: Издательский дом МЭИ, 2011. - 128 с.

18. Воротницкий В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: Справочно - методическое издание/ Под общей редакцией А.Г.Вакулко. -М.: «Интехэнерго-Издат», «Теплоэнергетик», 2016. - 336 с.

19. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176 с.